IAE-2212102

令和４年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（競争的な水素サプライチェーン構築に向けた水素コスト分析に関する調査）報告書

2023 年 2 月

一般財団法人エネルギー総合工学研究所

目 次

1. はじめに 1

2. 水素コスト調査・分析 3

2.1 分析対象サプライチェーンの類型化 3

2.2 事業者ヒアリング 7

2.3 コスト試算の方法論 8

2.4 共通条件 11

2.5 輸入チェーン 16

2.5.1 Well to Gate （WtG） 16

2.5.2 Gate to Tank （GtT） 21

2.5.3 計算結果 37

2.5.4 感度分析 50

2.6 国産チェーン 54

2.6.1 Well to gate （WtG） 54

2.6.2 Gate to Tank （GtT） 58

2.6.3 計算結果 64

2.6.4 感度分析 71

3. 水素の非化石価値の顕在化に向けた 調査・分析 75

3.1 CO_2等排出量の測定方法等の調査 75

3.1.1 CO_2等排出量の測定方法の前提条件 75

3.1.2 EU タクソノミー 79

3.1.3 CertifHy 84

3.1.4 豪州の水素の原産地証明制度（Product GO） 86

3.1.5 英国の低炭素水素基準 91

3.1.6 米国の低炭素水素基準 93

3.1.7 IPHE の CO_2 の排出量測定方法論 98

3.1.8 CO_2 フリーWG 事務局提出資料 100

3.1.9 Green Hydrogen Organisation の Green Hydrogen Standard 103

3.1.10 中国「低炭素水素、クリーン水素、再エネ水素の基準・評価」 106

3.2 類型化したサプライチェーンの CO_2 排出量の定量分析 108

3.2.1 CO_2 排出量計算の方法論 109

3.2.2 輸入チェーンの計算結果 110

3.2.3 国産チェーンの計算結果 122

4. 大規模サプライチェーン構築の課題と取り組みの方向性 130

4.1 保安・安全関連規制の課題と取り組みの方向性 130

4.1.1 保安・安全規制の課題　アンケート調査結果 130

4.1.2 保安・安全規制の課題整理・考察 136

4.2 欧州における技術開発、プロジェクトの進捗状況調査 141

4.2.1 欧州における技術開発・PJ 概要 141
4.2.2　欧州における水素関連の開発目標 150
4. 2. 3 欧州におけるサプライチェーン関連の PJ 155
4.3 米国における技術開発、プロジェクトの進捗状況調査 170
4. 3. 1 米国における技術開発・PJ 概要 170
4. 3. 2 米国におけるサプライチェーン関連のプロジェクト 184
5. まとめ 199
6. 参考資料 200
6.1 類型化サプライチェーンにおけるコスト・CI の比較（WtT） 200
6.1.1 輸入 200
6.1.2 国産 205

図　目次

図 1　評価範囲の定義 3
図 2　分析のフローチャート 9
図 3　均等化製品コストの概念図 10
図 4　水素のコスト構造 10
図 5　液化水素チェーンの構成 22
図 6　MCH サプライチェーンの構成 23
図 7　アンモニアサプライチェーンの構成 25
図 8　合成メタンチェーンの構成 29
図 9　高圧水素国内配送サプライチェーンの構成 30
図 10　輸入液化水素配送サプライチェーンの構成 31
図 11　輸入 MCH 国内配送サプライチェーンの構成 33
図 12　水素パイプライン配送サプライチェーンの構成 34
図 13　水素ステーションの設備構成 36
図 14　輸入 WtG のコスト分析結果 38
図 15　液化水素の輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果 39
図 16　輸入 GtT のローリー輸送による水素供給のコスト分析結果 39
図 17　輸入 GtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果 41
図 18　輸入 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果 41
図 19　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果 43
図 20　輸入 WtT のローリーによる水素供給のコスト分析結果 43
図 21　輸入 WtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果 44
図 22　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果 44
図 23　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果 46
図 24　輸入 WtT のローリーによる水素供給のコスト分析結果 46
図 25　輸入 WtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果 47
図 26　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果 47
図 27　アンモニアの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考） 48
図 28　合成メタンの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考） 48
図 29　輸入 GtT のパイプラインによるメタン供給のコスト分析結果（参考） 49
図 30　アンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考） 49
図 31　合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考） 50
図 32　輸入 WtT のパイプラインによるメタン供給のコスト分析結果（参考） 50
図 33　輸入 WtG 天然ガス水蒸気改質の感度分析結果 51
図 34　輸入 WtG 褐炭ガス化の感度分析結果 51
図 35　輸入 WtG 水電解の感度分析結果（設備利用率 76%、マレーシア水力想定） 52
図 36　輸入 WtG 水電解の感度分析結果（設備利用率 35%、豪州風力想定） 52
図 37　輸入 GtT の輸送距離及び精製・未精製に関する感度分析結果 53
図 38　合成メタンの輸入 GtT の輸送距離に関する感度分析結果（参考） 54
図 39　国産水素-液化水素国内配送サプライチェーンの構成 60

図 40　国産水素-MCH 国内配送サプライチェーンの構成 61
図 41　合成メタン（国内製造） 64
図 42　国産 WtG のコスト分析結果 65
図 43　国産 GtT のローリーで需要先へ供給のコスト分析結果..... 66
図 44　国産 GtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果 66
図 45　国産 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果 67
図 46　国産 WtT のローリーで需要先へ供給によるコスト分析結果..... 68
図 47　国産 WtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果 69
図 48　国産 WtT のパイプラインによる水素供給のコストの分析結果..... 69
図 49　国産 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果（参考） 70
図 50　国産 WtT のパイプラインによる合成メタン供給のコスト分析結果（参考） 70
図 51　LNG 輸入のオンサイト水素製造コストの都市ガス価格依存性 71
図 52　国内配送を含む水電解水素の WtT の水素コストの距離依存性 72
図 53 国産 GtT の液化水素ローリー配送の輸送量に関する感度分析結果 73
図 54 国産 GtT の高圧水素トレーラー配送の輸送量に関する感度分析結果..... 73
図 55 国産 GtT の MCH のローリー配送の輸送量に関する感度分析結果 73
図 56 国産 GtT のパイプラインの輸送距離に関する感度分析結果 74
図 57 国産 GtT のパイプラインの輸送量に関する感度分析結果..... 74
図 58　トラッキング方法の違い..... 76
図 59　欧州における電力・ガスの GO 制度の詳細 77
図 60　電力の非化石証書・グリーン電力証書の有効性の違い 78
図 61　（参考資料）日本の非化石証書..... 78
図 62　TEG が規定する電力の GHG 排出量基準（注：中心線が 100g CO_2e/kWh） 80
図 63　CertifHy と EU タクソノミーの関係..... 84
図 64　CertifHy におけるシステムバウンダリ 85
図 65　CertifHy における認証制度のイメージ..... 85
図 66　CertifHy の Certificate の項目イメージ（AIB による） 86
図 67　豪州水素原産地証明制度のイメージ..... 88
図 68　豪州水素認証スキームのスケジュール..... 89
図 69　豪州水素原産地証明制度（Product GO）のシステムバウンダリ 90
図 70　豪州水素原産地証明制度（Product GO）の証書のイメージ 91
図 71　英国「Low Carbon Hydrogen Standard」のシステムバウンダリ 92
図 72　CHIPS のシステムバウンダリ 97
図 73　IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」のシステムバウンダリ　(Well-to-Gate) 99
図 74　IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」のシステムバウンダリ　(水素サプライチェーン) 100
図 75　燃料電池実用化推進協議会（FCCJ）による「CO_2 フリー水素の定義に関する一考察」の水素閾値..... 101
図 76　燃料電池実用化推進協議会（FCCJ）による「CO_2 フリー水素の定義に関する一考察」のシステムバウンダリ 102
図 77　GH2 Green Hydrogen Standard のシステムバウンダリ 105

図 78　中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の認証マーク 106
図 79　中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の閾値..... 107
図 80　中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の製造パス 108
図 81　輸入 WtG の CI 分析結果 111
図 82　輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（左：液化水素、右：MCH） 111
図 83　輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（NH3） 112
図 84　系統電力と再エネ電力を用いた場合の輸入 GtT の CI 分析結果..... 113
図 85　液化水素の輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果 114
図 86　輸入 GtT のローリーによる水素供給の CI 分析結果..... 114
図 87　輸入 GtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果 115
図 88　輸入 GtT のパイプラインによる水素供給の CI 分析結果 116
図 89　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果 117
図 90　輸入 WtT のローリー輸送による水素供給の CI 分析結果..... 117
図 91　輸入 WtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果 118
図 92　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給の CI 分析結果..... 119
図 93　輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（合成メタン、参考） 119
図 94　アンモニアの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考） ... 120
図 95　合成メタンの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考） ... 120
図 96　輸入 GtT のパイプラインによるメタン供給の CI 分析結果（参考） 120
図 97　アンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考） .. 121
図 98　合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考） .. 121
図 99　合成メタンの輸入 WtT のパイプラインによる配送の CI 分析結果（参考）121
図 100　国産 WtG の CI 分析結果 122
図 101　国産 GtT のローリーによる需要先への供給の CI 分析結果..... 123
図 102　国産 GtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果 124
図 103　国産 GtT のパイプラインよる水素供給の CI 分析結果 124
図 104　国産 WtT のローリーによる需要先への供給の CI 分析結果..... 126
図 105　国産 WtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果 127
図 106　国産 WtT のパイプラインによる水素供給の CI 分析結果..... 128
図 107　国産 GtT のパイプラインよるメタン供給の CI 分析結果（参考） 128
図 108　国産 WtT のパイプラインによるメタン供給の CI 分析結果（参考） 129
図 109　分野イメージ(規制課題整理) 138
図 110　EU プロジェクト 分野別内訳(件数)..... 142
図 111　EU プロジェクト 分野別内訳(予算)..... 142
図 112　Demo4Grid 概念図..... 155
図 113　Delfzijl 工業団地全景..... 156
図 114　GrInHy2.0 概念図..... 157
図 115　Haelus 概念図..... 158
図 116　MegaSyn 概念図 159
図 117　MultiPLHY 概念図..... 159
図 118　Shell ラインランド製油所に設置された 10MW PEM 電解設備..... 160
図 119　ガスへの水素混合認可割合(現状) 161

図 120 THyGa プロジェクト関係者 162
図 121　水素混合量と密度、ウォッベ指数(噴出熱量) 163
図 122　DBT の製造コスト、感度分析 164
図 123　SHERLOHCK コンセプト図 165
図 124　液化水素の事故分析イメージ 166
図 125　 BIGHIT 概要イメージ 167
図 126　サービスコスト(水素 1kg 相当)比較 167
図 127　HEAVENN コンセプト図 169
図 128　DOE 水素関連 PJ 分野別テーマ数内訳 170
図 129　水素製造 PJ、原料別内訳 184
図 130　水素輸送 PJ、対象別内訳 186
図 131　パイプラインによる水素輸送コスト(地域別) 187
図 132　水素輸送コストパイプライン/ローリー比較 187
図 133　ステーション設備コストの推移(高圧輸送型) 188
図 134　ステーション設備コストの推移(液水輸送型) 188
図 135　パイプライン注入ポイントまでの GHG 排出量 189
図 136　水素貯蔵 PJ、対象別内訳 190
図 137　カリフォルニア向け水素供給(MCH)コスト 191
図 138　重量車搭載コスト評価例 191
図 139　重量車搭載コスト(高圧)内訳 192
図 140　LOHC による再生可能電力貯蔵コスト 193
図 141　Demonstration and Framework for H2@Scale in Texas and Beyond 概念図 195
図 142　Waterfront Maritime Hydrogen Demonstration Project 実施場所 195
図 143　製造方法別炭素強度評価結果 197
図 144　地域別電解水素の炭素強度 197
図 145　ドイツの水素輸入ポテンシャル 198
図 146　モロッコ→オランダ水素輸入コスト 198
図 147　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の分析結果（左：コスト、右：CI） 200
図 148　輸入 WtT のローリーによる水素供給の分析結果（左：コスト、右：CI） 201
図 149　輸入 WtT の水素ステーションへの供給の分析結果（左：コスト、右：CI） 202
図 150　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給の分析結果（左：コスト、右：CI） 203
図 151　アンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結（左：コスト、右：CI、参考） 203
図 152　合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果(左:コスト、右：CI、参考） 204
図 153　輸入 WtT のパイプラインよるメタン供給の分析結果（左：コスト、右：CI、参考） 204

図 154　国産 WtT のローリーによる需要先への供給の分析結果（左：コスト、右：CI）
..... 205
図 155　国産 WtT の水素ステーションへの供給の分析結果（水素ステーションへ供給、左：コスト、右：CI） 206
図 156　国産 WtG のパイプラインによる水素供給の分析結果（左：コスト、右：CI）
..... 207
図 157　国産 WtG のパイプラインによるメタン供給の分析結果（左：コスト、右：CI、参考） 207

表　目次

表 1　類型化サプライチェーン（輸入、WtG） 4
表 2　類型化サプライチェーン（輸入、GtT） 5
表 3　類型化サプライチェーン（国産、WtG） 6
表 4　類型化サプライチェーン（国産、GtT） 7
表 5　ヒアリング先及び主なヒアリング内容 7
表 6　輸入の発電向けに供給される燃料の仕様 13
表 7　国産において供給される製品の仕様 13
表 8　各工程における人員数（輸入） 14
表 9　各プロセスにおける人員数（国産） 15
表 10　本調査における共通条件 15
表 11　水蒸気改質の前提条件 18
表 12　水蒸気改質の経済性の前提条件 18
表 13　褐炭ガス化の前提条件 19
表 14　褐炭ガス化の経済性の前提条件 19
表 15　水電解の前提条件 20
表 16　輸入の WtG における水電解の再エネ電力コストと設備利用率 21
表 17　輸入の水素製造プラント出口から需要家の貯槽の入口の各工程で消費する電力及び燃料種 22
表 18　液化水素システムの仕様と建設費 23
表 19　トルエン／MCH システムの仕様と建設費 24
表 20　アンモニアシステムの仕様と建設費 27
表 21　合成メタンチェーンの仕様と建設費 29
表 22　高圧水素国内配送サプライチェーンの仕様と建設費 30
表 23　輸入液化水素配送チェーンの仕様と建設費 32
表 24　輸入 MCH 国内配送サプライチェーンの仕様と建設費 33
表 25　水素パイプライン配送サプライチェーンの仕様と建設費 35
表 26　都市ガスパイプラインによる輸送 36
表 27　2030 年の水素ステーションの仕様と建設費・運営費 37
表 28　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（液化水素、MCH、アンモニア） 42
表 29　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（合成メタン） 42

表 30　水蒸気改質の前提条件 54
表 31　水蒸気改質の経済性の前提条件 55
表 32　輸入石炭による石炭ガス化の前提条件 55
表 33　褐炭ガス化の経済性の前提条件 56
表 34　水電解の前提条件 57
表 35　水電解に用いる再エネ電力と設備利用率 57
表 36　国産産業の副生及目的生産コストの試算例 58
表 37　国産水素-液化水素国内配送サプライチェーンの仕様と建設費 60
表 38　国産水素-MCH 国内配送サプライチェーンの仕様と建設費 61
表 39　メタンチェーンの設定と現状の性能等 64
表 40　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（液化水素、高圧水素、MCH） 67
表 41　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（合成メタン） 67
表 42　EU タクソノミー規制の経緯 80
表 43　EU タクソノミーにおける水素：Annex I（緩和策） 81
表 44　EU タクソノミーにおける水素：Annex II（適用策） 81
表 45　EU タクソノミーにおける水素：Annex II（適用策） 82
表 46　タクソノミーにおける水素基準値決定の経緯 82
表 47　豪州「国家水素戦略」における「水素認証」の記載内容 87
表 48　豪州水素原産地証明制度ディスカッションペーパー（A Hydrogen Guarantee of Origin scheme for Australia Discussion paper）のサマリー（抜粋） 88
表 49　超党派インフラ法におけるクリーン水素製造基準の記載 （Sec. 40315. Clean hydrogen production qualifications より） 93
表 50　インフレ抑制法におけるクリーン水素製造基準の記載 （SEC. 45V. CREDIT FOR PRODUCTION OF CLEAN HYDROGEN より） 94
表 51　超党派インフラ法・インフレ抑制法と CHIPS の関係 95
表 52　4.0 kg-CO_2e/kg-H_2 の達成の見込み 96
表 53　IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」の内容 98
表 54　IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」の GHG 計算方法 100
表 55　GH2 Green Hydrogen Standard 策定にアドバイスを行った Technical Committee のメンバー 103
表 56　GH2 の Green Hydrogen Standard の今後のステップ 104
表 57　GH2 Green Hydrogen Standard の今後の予定 104
表 58　GH2 Green Hydrogen Standard の閾値以外の要件 105
表 59　方法論の整理・比較 109
表 60 本調査で用いた CO_2 排出係数 110
表 61　WtG から WtT の水素製造の CI への変換係数（合成メタン） 116
表 62　WtG から WtT の水素製造の CI への変換係数（合成メタン） 125
表 63　法規制別 規制課題提案件数 130
表 64　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)① 131
表 65　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)② 132
表 66　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)③ 133

表 67　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)④..... 134
表 68　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)⑤..... 135
表 69　認可判断基準の統一、第三者認証機関に関するアンケート回答例..... 137
表 70　供給分野重点課題関連の提案例 138
表 71　発電分野重点課題関連の要望例 139
表 72　産業分野重点課題関連の要望例 139
表 73　モビリティ分野重点課題関連の要望例..... 140
表 74　地産地消分野重点課題関連の要望例 140
表 75　EU プロジェクト 分野別内訳 141
表 76 EU プロジェクト一覧(CHJU)①..... 144
表 77　 EU プロジェクト一覧(CHJU)② 145
表 78　 EU プロジェクト一覧(CHJU)③ 146
表 79　EU プロジェクト一覧(CHJU)④..... 147
表 80　EU プロジェクト一覧(CHJU)⑤ 148
表 81　EU プロジェクト一覧(CHJU)⑥ 149
表 82　水素導入・価格目標..... 150
表 83　アルカリ電解設備開発・コスト目標 150
表 84　PEM 電解設備開発・コスト目標 151
表 85　SO 電解設備開発・コスト目標..... 151
表 86　バイオ・廃棄物ガス化水素開発目標 151
表 87　太陽熱水素製造開発目標 151
表 88　貯蔵コスト目標 152
表 89　液体キャリアコスト目標 152
表 90　輸送コスト等目標 152
表 91　配送関連工程等の目標..... 153
表 92　水素ステーション関連目標..... 153
表 93　電解実証プロジェクト 155
表 94　パイプライン関連 PJ..... 161
表 95　液体キャリア関連 PJ..... 163
表 96　地産地消関連 PJ 166
表 97　米国プロジェクト一覧(DOE)①..... 171
表 98　米国プロジェクト一覧(DOE)②..... 172
表 99　米国プロジェクト一覧(DOE)③ 173
表 100　米国プロジェクト一覧(DOE)④..... 174
表 101　米国プロジェクト一覧(DOE)⑤..... 175
表 102 米国プロジェクト一覧(DOE)⑥ 176
表 103 米国プロジェクト一覧(DOE)⑦ 177
表 104 米国プロジェクト一覧(DOE)⑧ 178
表 105 米国プロジェクト一覧(DOE)　⑨..... 179
表 106 米国プロジェクト一覧(DOE) ⑩ 180
表 107　米国プロジェクト一覧(DOE) ⑪..... 181
表 108 米国プロジェクト一覧(DOE) ⑫ 182

表 109 米国プロジェクト一覧(DOE) ⑬ 183
表 110 システム設計前提(アルカリ電解) 185
表 111 諸前提(アルカリ電解) 185
表 112 水素生産コスト評価結果(アルカリ電解) 185
表 113　重量車搭載コスト(高圧) 192
表 114　システム分析 PJ 一覧表 196

1. はじめに

水素は、カーボンニュートラルに必要不可欠な資源であり、燃料または原料として、運輸・発電・産業など多様な分野の脱炭素化を可能とする。水素製造方法については、化石燃料とCCUSの組み合わせや再エネ等由来の電力など様々な手法が考えられ、その産地も国内外の様々な適地が想定される。製造及び需要地が異なる場合は、多様なキャリアに形を変えて、輸送・貯蔵されることになる。

水素の社会実装のためは、①製造、②輸送・貯蔵、③利用のサプライチェーンの各段面において、様々ある選択肢の中から、各ケースに応じて選択を行い、それらを適切に組み合わせることで、競争的な水素サプライチェーンを構築し、水素コストを可能な限り抑えることが必要となる。水素については、世界に先んじて商用化を果たした燃料電池自動車やその普及に不可欠なインフラである水素ステーション、家庭用燃料電池（エネファーム）といった一部の限定された場面において利用が進んできたところであるが、大規模に水素を製造・利用するような水素サプライチェーンについては2030年をメルクマールとし、商用化に向けて液化水素運搬船の大型化や水素発電の技術開発等に取り組んでいるという段階である。そうした中で、2030年に向けては、港湾臨海部のコンビナートや、水電解装置等を用いた工場等での自家消費、周辺利活用など、既存インフラを最大限活用しつつ、需要と供給が近接するエリアを中心に、水素の利用量拡大とそれに伴う供給コストの低減、水素の社会実装に向けた知見の蓄積を効率良く促していくこととしている。また、2022年の3月からは既存燃料とインフラ整備の在り方にも注目しながら、水素等の導入拡大、商用化に向けた検討を行うための審議会（水素政策小委員会等）で議論が行われ、中間とりまとめが作成された。

しかしながら、民間企業等の水素の社会実装の担い手は、自らが関わる断片的な領域でのみ情報を保有しているため、そうした知見が体系的に蓄積・公表されなければ、全体最適が図られず、大規模社会実装フェーズにおいて、全国大で非効率な水素サプライチェーンが構築されてしまう可能性がある。

こうした事態を事前に回避し、2050 年のカーボンニュートラルの達成を見据えた、2030 年の競争的な大規模水素サプライチェーン構築を実現する観点から、将来に予想される製造から利用までを想定したサプライチェーンを類型化した上で、文献調査だけでなく、事業者へのヒアリング等を通じて、網羅的・包括的なコスト分析を行うことで、今後政府や企業等の各プレイヤーが、必要な導入支援策やインフラ整備、技術開発、規制等の措置を検討する際の材料とする。その際、今後の水素の非化石価値の顕在化等を見据え、類型化した水素サプライチェーンの各種プロセスと整合性を確保し、かつ国際的な議論動向にも留意しつつ、水素を製造・輸送した際の CO_2 等排出量の測定方法等についても整理した。

本調査における実施項目は以下のとおりである。

（1）水素コスト調査・分析

文献調査等を通じ、水素燃料電池戦略協議会で取り上げられた社会実装モデル等に基づき、2030 年時点で想定される用途に適した、製造から輸送・貯蔵までの供給サプライチェーンについて類型化した上で、総合的なコスト分析を実施した。事業者等ヒアリング（8 社・1 自治体・1 団体）を実施することにより、調査範囲

と分析の前提条件に漏れがないかを確認した。

（２）水素の非化石価値の顕在化に向けた調査・分析

（１）において類型化した水素サプライチェーンと整合的に、水素を製造した際の CO_2 等排出量の測定方法など水素の非化石価値顕在化の在り方について、文献等で調査の上、実際の排出量を定量分析した。

（３）上記（１）及び（２）を踏まえ、2050 年のカーボンニュートラル達成を見据えた、2030 年の競争的な大規模水素サプライチェーン構築に向けて、政府や民間企業等の各プレイヤーが必要な評価基盤整備や技術開発、規制等の措置を検討する際の材料を整理・検討した。

本報告書の構成は以下のとおりである。2 章は、水素コスト調査・分析を、3 章では、水素の非化石価値の顕在化に向け調査・分析を、4 章では、これらの結果を踏まえ 2050 年のカーボンニュートラル達成を見据えた、2030 年の競争的な大規模水素サプライチェーン構築に向けて、政府や民間企業等の各プレイヤーが必要な評価基盤整備や技術開発、規制等の措置を検討する際の材料を整理・検討の結果を述べる。最後に参考資料として、水素コストと CI（CO_2 排出量）を比較した図を収録した。

本調査は、（一財）エネルギー総合工学研究所が委託先として実施した。また、類型化サプライチェーンの設定、ヒアリング支援、課題検討などを含む多くの項目について、協力機関として（一社）水素バリューチェーン推進協議会（JH2A）にご協力をいただいて実施した。

2. 水素コスト調査・分析

2.1 分析対象サプライチェーンの類型化

本調査では、2050 年のカーボンニュートラルの達成を見据えた、2030 年の競争的な大規模水素サプライチェーン構築を実現する観点から、将来に予想される製造から利用までを想定したサプライチェーンを類型化した類型化サプライチェーンを設定した。類型化サプライチェーンは、JH2A によって作成された。

図 1 に本調査における類型化したサプライチェーンの評価範囲とその定義を示す。原料採掘から水素製造プラントの出口まで Well to Gate (WtG) とし、水素製造プラントの出口から需要家の貯槽入口までを Gate to Tank (GtT)、原料採掘から需要家の貯槽入口までを Well to Tank (WtT)とした。なお、評価範囲には、それぞれの場合の需要家の貯槽は含まない想定とした。なお、図中の要素は、例示であり、分析対象とした類型化サプライチェーンを構成する技術については続く表を参照されたい。

本調査では図 1 に示した範囲でコストや CI を分析した。アンモニアは石炭火力発電所などで直接利用される場合も想定されている。また、合成メタンは、直接利用が主な利用方法であることに加え、利用後の CO_2 の帰属が議論されている。このように分析の条件が異なるため、アンモニア及びメタンを直接利用する場合は参考値として、コストの単位は円/MJ、CI の単位は、kg-CO_2/MJ として図を分けて表示した。

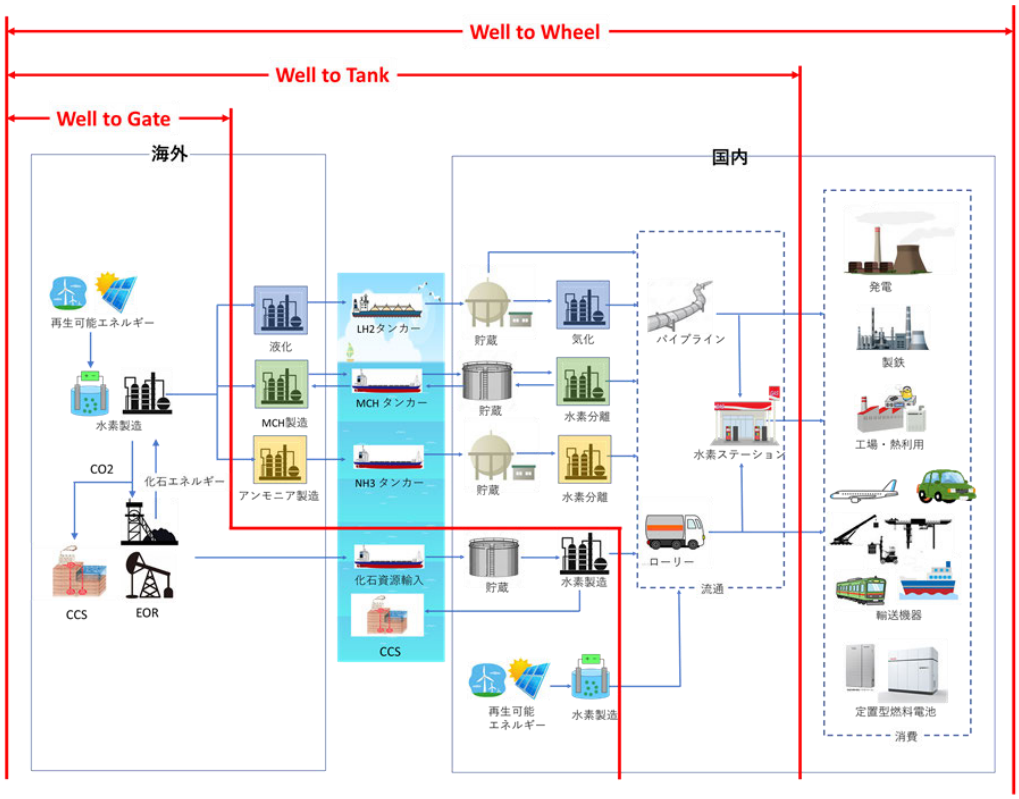


図 1 評価範囲の定義

表 1 から表 4 に類型化サプライチェーン (輸入、WtG)、類型化サプライチェーン (輸入、GtT)、類型化サプライチェーン (国産、WtG)、類型化サプライチェーン (国産、GtT) を示す。なお、ヒアリングの結果等に基づき、分析対象としたものには、分析の列の「〇」を、

そうでないものは、「×」を記入した。WtG の定義は IPHE（International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy)の Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated with the Production of Hydrogen Version #1 に沿っている。様々な機関において、水素のサプライチェーンの境界について種々の定義で分析が行われている。この種の分析では、評価範囲を明確にすることが極めて重要であるため、本調査では、上記の図のように評価範囲を定義し、前提条件も明確にして分析を実施した。

表 1　類型化サプライチェーン（輸入、WtG）

WtG				
生産国	原料	製造方法	CCS 有無	分析
オーストラリア	褐炭	ガス化	有	○
	電力（太陽光）	電気分解	－	○
	電力（風力）	電気分解	－	○
マレーシア	副生水素（石油化学）	－	－	×
	電力（太陽光）	電気分解	－	○
	電力（風力）	電気分解	－	○
	電力（水力）	電気分解		○
	天然ガス	水蒸気改質	有	○
UAE	副生水素（製油所）	－	－	×
	副生水素（石油化学）	－	－	×
サウジアラビア	天然ガス	水蒸気改質	有	○
	LPG	水蒸気改質	有	×

表 2　類型化サプライチェーン（輸入、GtT）

GtT						
輸入 キャリア	輸入基地	変換	配送	中間基地	需要家	分析
液化水素	液水貯蔵	－	需要家貯槽で輸入受入	－	液水タンク	○
		－	液化水素ローリー	－	液水タンク	○
		－	液化水素ローリー	水素ステーション	車載高圧タンク	○
		気化	パイプライン	－	直接利用	○
		気化	パイプライン	水素ステーション	車載高圧タンク	○
		気化	高圧水素トレーラー	－	高圧タンク	○
		気化	高圧水素トレーラー	水素ステーション	車載高圧タンク	○
MCH	MCH 貯蔵	－	一般ローリー	水素ステーション	車載高圧タンク	○
		水素分離	パイプライン	－	直接利用	○
		水素分離	パイプライン	水素ステーション	車載高圧タンク	○
		水素分離	高圧水素トレーラー	－	高圧タンク	○
		水素分離	高圧水素トレーラー	水素ステーション	車載高圧タンク	○
アンモニア [1)]	アンモニア貯蔵	－	需要家貯槽で輸入受入	－	アンモニアタンク	○
		水素分離	パイプライン	－	直接利用	○
		水素分離	パイプライン	水素ステーション	車載高圧タンク	○
		水素分離	高圧水素トレーラー	－	高圧タンク	○
		水素分離	高圧水素トレーラー	水素ステーション	車載高圧タンク	○
合成メタン(LNG) [2)]	LNG 貯蔵	－	需要家貯槽で輸入受入	－	LNG 貯蔵	○
		気化	パイプライン	－	直接利用	○
合成燃料 [2)]	合成燃料貯蔵	－	一般ローリー	－	燃料タンク	×

1）直接利用と、水素分離の両者を想定
2）水素分離は想定しない

表 3　類型化サプライチェーン（国産、WtG）

WtG							
一次原料	オフサイト製造		オンサイト製造				分析
	製造方法	CCS 有無	原料変換	二次原料	輸送	製造方法	
石炭輸入	ガス化	有	－	－	－	－	○
石炭国産	ガス化	有	－	－	－	－	×
原油輸入	水蒸気改質	有	－	－	－	－	×
原油輸入	水蒸気改質	無	－	－	－	－	×
原油輸入	－	－	石油精製	LPG	LPG ローリー	水蒸気改質	×
LNG 輸入	水蒸気改質	有	－	－	－	－	○
LNG 輸入	水蒸気改質	無	－	－	－	－	○
LNG 輸入	－	－	気化	都市ガス	パイプライン	水蒸気改質	○
天然ガス国産	水蒸気改質	有	－	－	－	－	○
LPG 輸入	水蒸気改質	有	－	－	－	－	×
LPG 輸入	水蒸気改質	無	－	－	－	－	×
LPG 輸入	－	－	－	LPG	LPG ローリー	水蒸気改質	×
電力（太陽光）	電気分解	－	－	－	－	－	○
電力（風力）	電気分解	－	－	－	－	－	○
電力（水力）	電気分解	－	－	－	－	－	○
電力（バイオマス）	電気分解	－	－	－	－	－	○
電力（太陽光）	－	－	－	－	オンサイト発電	電気分解	○
電力（再生可能）	－	－	－	－	系統電力	電気分解	○
糞尿メタン	水蒸気改質	有	－	－	－	－	×
下水汚泥メタン	水蒸気改質	－	－	－	－	－	×
廃プラスチック	ガス化	－	－	－	－	－	×
副生水素（石油化学）	－	－	－	－	－	－	×
副生水素（塩電解）	－	－	－	－	－	－	×
水素 [1)]	メタネーション	－	－	－	－	－	○

1）ヒアリングにより出所を絞りこむ、あるいは代表値を設定。

表 4　類型化サプライチェーン（国産、GtT）

GtT					
キャリア	変換	配送	中間基地・処理	需要家	分析
水素	液化	液化水素ローリー	－	液水タンク	○
	液化	液化水素ローリー	水素ステーション	車載高圧タンク	○
	圧縮	高圧水素トレーラー	－	高圧タンク	○
	圧縮	高圧水素トレーラー	水素ステーション	車載高圧タンク	○
	MCH	一般ローリー	水素分離	直接利用	○
	MCH	一般ローリー	水素分離	高圧タンク	○
	－	パイプライン	－	直接利用	○
	－	パイプライン	水素ステーション	車載高圧タンク	○
合成メタン	－	パイプライン	－	直接利用	○
	液化	LNG ローリー	－	LNG タンク	×

2.2　事業者ヒアリング

2022 年 9 月 13 日から 2023 年 1 月 23 日までの期間で 8 社・1 自治体・1 団体にヒアリングを実施した(オンラインもしくは対面、施設訪問も実施)。目的は、①サプライチェーンの構築に向けて調査範囲に漏れがないか、②コストと CO_2 排出量を計算するために想定した前提は妥当か、③必要な評価基盤の整備や技術開発、規制等の課題が何か、を確認するためである。

ヒアリング先の業種と主なヒアリング項目を表 5 に示す。

表 5　ヒアリング先及び主なヒアリング内容

ヒアリング先	主なヒアリング内容
A 社(メーカー)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、発電用ガスタービンの仕様、建設費等
B 社(メーカー)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、発電用ガスタービンの仕様、建設費等関連装置の大型化に伴う課題の抽出
C 社(メーカー)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、水電解設備の仕様運用や開発に関する課題等
D 社(エンジニアリング)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、水素のキャリア変換、輸送・貯蔵の大規模化のためのサプライチェーンの技術仕様等
E 社(エネルギー)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、国内外でのブルー水素製造・装置の大型化の見通し、設備費、エネルギー変換効率、課題等
F 社(エネルギー)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、CCS 関連技術のコストや CO_2 排出量、水素のキャリア変換、国内資源による水素・アンモニア製造等
G 社(エネルギー)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、主に発電を念頭においた場合の規模・構成、水素

	のキャリア変換、水素の輸入または国内製造、国内での輸送・利用(水素 ST 等)・販売等
H 社(エネルギー)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンの抜け漏れ確認、海外でのブルー水素製造、水素のキャリア変換、水素の輸入後または国内製造後の輸送・利用形態(水素 ST 等)
I(自治体)	水素等に関連する事業内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、国内の再エネ利用の水素サプライチェーンについて規模・構成、地産地消モデル、製造後の輸送・利用形態(熱利用)、産官学連携 試験研究設備の確認も実施(水電解、水素貯蔵、地域配送)
J(団体)	水素等に関連する取組内容、類型化サプライチェーンに対する抜け漏れ確認、水素のキャリア変換、コスト・CO_2 排出量の試算の前提条件の確認、水素キャリアの物量・利用形態

注) 個社名の特定を避けるため、液化水素、MCH、アンモニア、合成メタンについてはすべて「水素のキャリア変換」と記載。

各社ヒアリングの結果、今回の調査範囲と前提条件の妥当性を確認し、サプライチェーン構築に関する課題も抽出した。ヒアリング結果をもとに、設備や効率や建設費等を IAE で推定し、計算に用いた。課題については第 4 章に反映させている。

2.3 コスト試算の方法論

本調査では、WtG、WtT の類型化サプライチェーンの水素コスト、CO_2 排出量を分析した。手順は、NEDO 委託平成 26～27 年度報告書「エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析」の水素・エネルギーキャリア用のコスト分析フレームワークを用いた（図 2　分析のフローチャート参照)。

まず想定される供給地から需要地へのエネルギー・物質の流れを想定し、分析対象の構成を決定する。次に、想定年、システムの境界、年あたりの供給量、設備利用率、輸送距離等、サプライチェーンの共通条件及び、分析対象技術特有の条件を決定する。この 2 つの条件から分析対象のサプライチェーンのエネルギーバランスの分析を行い、年間の需要量を満たすために必要な設備容量や系列数、投入する原料やユーティリティが決定される。この分析から、CO_2 排出量等が算出される。次に、設備容量や系統数から建設費等を計算し、水素当たりのコスト（例：円/Nm^3 または kg）が計算される。

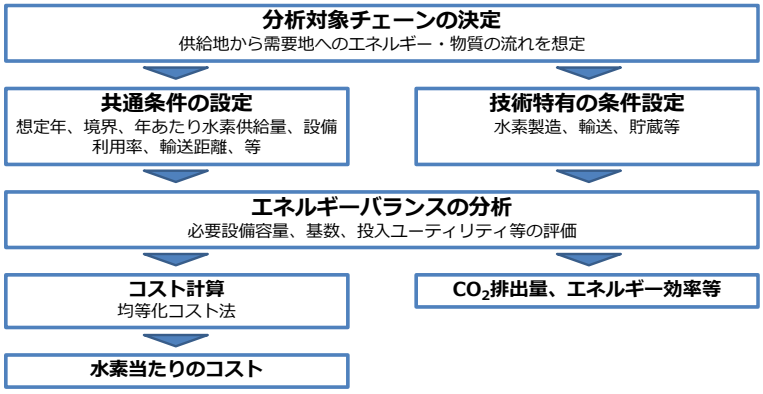


図 2　分析のフローチャート

水素コスト分析では、次式で示される均等化コスト法を用いる。図 3 に示すように、この方法は、プロジェクト期間中のコストの総和をプロジェクト期間中の燃料供給量の総和で除し、単位量当たりのコストを求める手法である。キャッシュフローの時間的な価値を考慮するため、コスト、燃料供給量は割引率を用いて現在価値換算する。この方式は、国際エネルギー機関[1]や英国の水素コスト分析[2]や政府の発電コスト検証 WG[3]で用いられるコスト分析の標準的な手法の 1 つである。また、経済産業省の燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォースにおけるアンモニア価格の分析にて用いられた手法も本調査と整合的である[4]。

$$\mathrm{LCOH} = \sum_{n} \frac{\sum_t \left[\left(I_{n,t} + M_{n,t} \right) (1+r)^{-t} \right]}{\sum_t \left(H_t (1+r)^{-t} \right)}$$

ここで、

LCOH：均等化水素コスト（Levelized Cost of Hydrogen）

In,t：設備 n の t 期における設備関連費用

Mn,t：設備 n の t 期における運転関連費用

Ht：t 期における水素量

r：割引率

t：期（1 年単位）

である。

[1] International Energy Agency, The Future of Hydrogen, 2019.

[2] Department for Business, Energy & Industrial Strategy , Hydrogen Production Costs 2021, 2021.

[3] 発電コスト検証 WG、
https://www.enecho meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/index.html#cost_wg

[4] 燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォース、
https://www meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/supply_chain_tf/index html

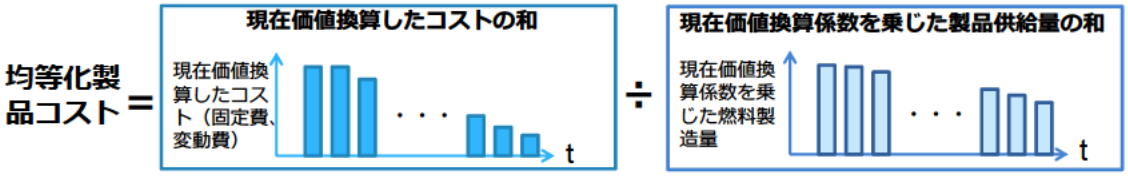


図 3　均等化製品コストの概念図

図　4 に示すように水素のコスト構造は、建設費等からなる固定費と原燃料費等からなる変動費から構成される。建設費、解体費用を除いた固定費は年当たりの費用であり、建設費や簿価に当該費用の費用比率を乗じた額を各年に計上する。建設費は、プロジェクト開始時に一括して計上し、解体費用はプロジェクト期間の次の年に一括計上する。建設費のこの取り扱いは、プロジェクト期間にわたって年当たり一定額を元利均等返済することと等価である（プロジェクト開始時の建設費　＝　現在価値換算した各年の元利均等返済額の総和）。人件費は、工程ごとに共通の値を設定する（詳細は次節を参照）。変動費については、水素当たりの原燃料等の消費量に年当たりの水素製造・輸送量等を乗じて年間のそれぞれの変動費を計上する。例えば、上式における　$I_{n,t}$ と $M_{n,t}$ を具体的な項に展開すると以下のようになる。

水素コスト(円/Nm^3)
＝［初年度の建設費　＋　Σ_t(固定資産税率×簿価　＋　解体費用率×建設費　＋　人件費　＋　修繕費率×建設費　＋　保険比率×建設費　＋　一般管理費率×建設費　+ 原燃料単価×原燃料消費量　＋　電力単価×電力消費量　＋　冷却水単価×冷却水量　＋　CO_2 輸送貯留単価×CO_2 貯留量　＋　その他工程特有の費用単価×同年間消費量)×（1+r）$^{-t}$］÷ Σ_t［年間の水素製造量×（1+r）$^{-t}$］

図 4　水素のコスト構造

類型化サプライチェーンの各設備の建設費は、ヒアリングや文献値に基づいて設定した。必要に応じてスケーリング則、プラントコストインデックスやロケーションファクタを用いて補正を行った。建設費や原単位等設定についてプラントのユニット当たりの容量は、想定時期である 2030 年を想定して最大容量を決定する。水素当たりのエネルギー消費量等に

ついても、文献・ヒアリング等から設定した。

図 4に示すように、固定費の見積もりは、建設費の精度に大きく依存する。類似プロセスのコストデータを利用する場合や詳細な設計データがない場合の建設費は、一般に±30～50%の精度と言われている[5]。また、変動費の見積もりは、質量・エネルギーバランス、燃料・電力単価に大きく依存する。本調査で報告した分析結果は、これらの不確実性を含む。

2.4 共通条件

(1) 一般的事項

水素製造は、技術ごとに定められた一次エネルギー資源や電力等を消費して水素を製造する。キャリア製造では、燃料、電力を投入し、水素を所定のエネルギーキャリアに変換する。その後、国際輸送用の輸送船に積み込み、揚地で貯蔵し、需要先に応じた国内輸送を経て、需要先の近傍でキャリア再変換を行い、水素に戻す流れを想定した。液体のキャリアの国内配送は、それぞれのキャリアに適したタンクローリーによる輸送を想定した。メタンは、託送料金を負担して既存のグリッドでの配送を考慮した。

設備の規模は、あらかじめ定めた出力側の年間の需要量を満たすことができるよう上流側に必要な設備規模、物量を設定した。一般的な化学プラントの定常的な運転を想定して、再生可能エネルギー電力を用いるに水電解設備以外の設備の設備利用率は 90%とした。また、プラントの稼働年数は、一律 30 年とした。また、土地購入・借用費用はコスト計算の範囲に入っていない。

本調査の分析で想定する時期は 2030 年とした。技術水準は、文献等により当該年の技術進展が参照可能な場合はその値を利用した。そうでない場合は現状技術・類似技術からの推定値やヒアリングによる情報を利用した。なお、類型化サプライチェーンは、多くの技術から構成され、現状では、技術的成熟度の異なる技術を利用可能として組み合わせて類型化サプライチェーンを表現し、それを同じコスト分析手法で評価している点に留意する必要がある。具体的には、将来の技術進展等や他の不確実な要素も多いため、技術開発段階にある技術を含む類型化サプライチェーンのコストにはそれらの不確実性が内在している。

すべての条件ではないが、特に輸入サプライチェーンの前提条件の妥当性について、事業者にヒアリングして確認を実施した。

本調査における燃料の熱量は、低位発熱量基準（LHV）である。

(2) 輸送エネルギー量

分析対象チェーンが取り扱うエネルギーの量的な規模は需要先により異なると考えられるが、輸入の類型化サプライチェーンは、25 億 Nm^3-H_2/年を想定した。この量は、FCV 約 220 万台、または合計 60 万 kW の水素専焼発電所が稼働した場合の燃料消費量に相当する。国

[5] Gavin Towler and Ray Sinnott, Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design, 2021.

産のサプライチェーンについては、水素製造規模と需要家の消費量が必ずしも一致しないため、それぞれについて適切と思われる規模を想定した。

(3) 入出力と各プロセスの条件

キャリア製造の入力側の水素の条件は、単位量当たりの原料水素のコスト、温度、圧力等である。液化水素以外のアンモニア、MCH は、液化水素ほどの高純度水素は不要だが、今回は一律に原料水素のコストを決定した。

評価対象とするエネルギーキャリアシステムの設備利用率、単機の設備容量、想定寿命、変換効率、コスト（固定費、変動費)、必要となる物質、その他のユーティリティ等を考慮し、必要な値を調査・設定した。

評価するシステム内で利用するユーティリティの電力は、系統から購入し、再生可能エネルギー供給国側と日本で異なる二酸化炭素排出原単位を考慮できるようにした。

(4) その他の共通条件

積地貯蔵は、タンカー1 隻分と、余裕分として定格製造量の 2 日分の容量を想定した。また、キャリア合成に外部からの熱が必要な場合は、天然ガスを利用するとした。国際輸送は、新造船による自社運航を想定した。

揚地貯蔵の貯蔵量は、既存の LNG 基地の容量等からすべてのキャリアで平均消費量の 21 日分を貯蔵すると仮定した。脱水素等外部からの熱供給が必要な場合は、天然ガスを利用すると想定した。

表 6、表 7 に輸入及び国産のサプライチェーンの製品仕様をそれぞれ示す。

表 6　輸入の発電向けに供給される燃料の仕様

	温度	圧力	状態	純度、等
液化水素	室温	5 MPa	気体	＞99.99%
MCH	室温	5 MPa	気体	＞99.99%、または未精製
NH_3	室温	5 MPa	気体	＞99.99%水素、または未精製 またはアンモニア直接利用
メタン	室温	5 MPa	気体	98%メタン

表 7　国産において供給される製品の仕様

	輸送温度 （供給時）	供給時圧力	供給時状態	純度等
高圧ガス	室温	20 MPa 残圧 0.5MPa で持ち帰り（トレーラー）	気体	＞99.99%
液化水素	−253℃ （室温）	0.5 MPa	気体	＞99.99%
MCH	室温	0.5 MPa	気体	＞99.99%
NH_3	−33℃（室温）	0.1 MPa	液体	＞99.8%
メタン	室温	1 MPa（ガスホルダーからパイプラインへ供給）	気体	都市ガス組成 （混合後）

表 8、

表　9 に輸入、国産の各工程における人員数をそれぞれ示す。それぞれの工程において扱う物質の特性によって必要な人員の数は異なると考えられるが、これから建設・運用される大型のプラントもあり、ここでは文献[6]において専門家の議論を経て設定された一律の値を用いた。特に人件費の比率が高い国産のケースについてはその影響が輸入チェーンよりも大きいことが想定される。なお、国産のエネルギーキャリア変換（圧縮、液化、水添）と出荷のための貯蔵設備が隣接する場合は、エネルギーキャリア変換の人員が貯蔵設備も併せて管理することを想定し、貯槽の人件費は計上していないこととした。例えば、圧縮水素を貯蔵出荷する 2 つの工程がある場合には、貯蔵設備（ガスホルダー）は、圧縮設備担当の人員が併せて管理する想定である。

表 8　各工程における人員数（輸入）

	水素製造	エネキャリ製造	積地貯蔵	海上輸送	揚地貯蔵	脱水素・分解
人数	15 名	60 名	15 名	25 名/隻	15 名	15 名
人件費総額（万円/年）	12,000	48,000	12,000	20,000	12,000	12,000

[6] （一財）エネルギー総合工学研究所、エネルギーキャリアの製造、輸送・貯蔵、利用を俯瞰した技術評価・分析、2019 年

表 9　各プロセスにおける人員数（国産）

	水素製造	国内配送
人数	15 名	2 名/台
人件費総額（万円/年）	12,000	1,600

表 10 に本調査における共通条件を示す。輸入のサプライチェーンの年間輸送量は、ガスタービン向け混焼や国際サプライチェーンのフィージビリティスタディの想定を参考に決定した。国産のサプライチェーンの需要は、それぞれの需要の規模等を考慮し設定した。

各設備の設備利用率は 90%とした。水電解設備は、変動性の再エネ電源の発電電力に合わせて運用する想定としたので、用いる電源の設備利用率に依存する。本調査におけるコスト分析の基準年を 2018 年としているため、2018 年の通関レートを用いた。基準年は、年毎に物価の水準が変化するため、同じ物価水準に合わせるために設定するものである。一方、本調査で採用する技術水準は、2030 年を想定している。天然ガス価格は、文献[7]APS（Anouced Pledges Scenario）の 2030 年の米国の値とした。WEO2022 の産ガス国の天然ガス価格は、米国のみのため代表値として利用した。褐炭価格は、文献[8]の値を用いた。液化やアンモニア合成等に用いる電力は、2030 年の各国の系統電力コストの見通しを得ることが難しいため、2020 年の産業部門向けの世界平均の値を利用した。系統電力の CO2 排出量は、WEO 2022 の APS の世界平均値を用い、日本は 2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）の発電電力量と CO_2 排出量から試算した値を用いた。割引率は、これまでの分析で用いた前提条件や燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォースの WACC（4.7%）を参考に設定した。本調査で適用した割引率 5%は、株式や負債の株式や負債による資金提供者への配当や利払いを想定したもので、プロジェクトを運営する組織の利益は含んでいない。したがって、本調査では、試算結果は水素価格ではなく水素コストである。

表 10　本調査における共通条件

項目	値	単位	備考
輸入の水素製造量・輸送量	25	億 Nm^3/年	ガスタービン向け混焼や国際サプライチェーンの FS 想定を参考に決定。
輸入の水素製造量・輸送量	225,225	t-H_2/年	同上
国産の水素製造・輸送量	–	–	需要の規模等を考慮し設定。
設備利用率	90%	–	水電解設備以外。水電解設備は、電源の設備利用率に依存する。
為替レート	110.63	円/USD	2018 年の通関レート[9]（本試算の基準年を 2018 年としているため）
天然ガス価格	3.7	USD/MMBTU	IEA WEO2022 APS シナリオの 2030 年の米国の値（WEO の産ガス国の値は米国のみのため代表値として利用）
褐炭価格	12.7	AUD/t-	三菱総研、原料炭・最終製品価格に関する

[7] International Energy Agency, World Energy Outlook 2022 ,2022.

[8] 三菱総研、原料炭・最終製品価格に関する検討、2019 年

[9] (一財)日本エネルギー経済統計要覧、EDMC エネルギー経済統計要覧 2021、2021 年.

		Lignite	検討、2019 年
電力価格	103	USD/MWh	IEA Web ページ。2020 年の産業部門向け全世界平均。2030 年の各国の系統電力コストの見通しを得ることが難しいため、2020 年の値を利用。
電力の CO_2 排出係数(系統、海外)	280	g-CO_2/kWh	2030 年想定の世界平均(World Energy Outlook の APS シナリオ)
電力の CO_2 排出係数(系統、日本)	234	g-CO_2/kWh	2030 年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)の発電電力量とCO2排出量から試算
電力の CO_2 排出係数(再エネ)	0	g-CO_2/kWh	燃料燃焼を伴わないため 0 とした。
割引率	5	%	これまでの分析で用いた前提条件[10]と燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォースの WACC(4.7%)を参考に設定。

2.5 輸入チェーン

2.5.1 Well to Gate (WtG)

(1) 水蒸気改質

[10] (一財)エネルギー総合工学研究所、平成 26～27 年度報告書「エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析」

表 11 に水蒸気改質の前提条件を示す。天然ガス採掘時、原料中の CO_2、メタン排出に伴う GHG 排出量は、文献[11]の値を用いた。これは、日本の輸入先であるオーストラリア、カタール、マレーシア等で天然ガスを生産する際のメタンを含む CO_2 排出量の加重平均値である。天然ガス水蒸気改質の CO_2 回収には、天然ガスを改質して水素を製造する製品ラインで発生する濃度の高い CO_2 と改質反応のための熱を供給する空気燃焼の加熱炉で発生する CO_2 の 2 通りがあり、一般的に後者の CO_2 の回収は高コストである。本調査では、製品ラインにおいて発生する CO_2 と、製品ラインと加熱炉の両方において発生する CO_2 の回収をそれぞれ検討した Oni et al.[12]の原燃料消費量や CO_2 回収率を用いて分析を行った。本調査については、動力等に用いる電力は系統電力を想定しているが、CI 低減のための再エネ電力を利用するケースも想定した。

表 12 に水蒸気改質の経済性の前提条件を示す。製品ラインにおいて発生する CO_2、製品ラインと加熱炉の両方において発生する CO_2 を回収する場合の回収率はそれぞれ 52%、85%である。回収率 52%から 85%の場合の電力消費量の増加は、回収 CO_2 の増加により CO_2 及び加熱炉排ガスの圧縮動力の増加と推定される。

[11] 新木、他、LNG 及び都市ガス 13A のライフサイクル温室効果ガス排出量の算定、第 35 回エネルギー・資源学会研究発表会　論文講演集、2016 年

[12] A. O. Oni et al., Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions, 2022

表 11　水蒸気改質の前提条件

項目	製品ラインの CO_2 回収	製品ライン、加熱炉 CO_2 回収	単位	備考
天然ガス採掘 GHG 排出量	2.52	2.52	kg-CO_2/GJNG	文献 11 の Table 5 より IAE 試算
製品 CO_2 ライン回収率	93%	93%	–	文献 12 の Table 5 より IAE 試算
加熱炉 CO_2 回収率	0%	77%	–	文献 12 の Table 5 より IAE 試算
CO_2 回収率（全体）	52%	85%	–	文献 12
原料消費量	0.12	0.12	GJ/kg-H_2	文献 12 の Table 5
燃料消費量	0.10	0.13	GJ/kg-H_2	文献 12 の Table 5 回収 CO_2 の増加により吸収液再生用の熱量が増加と推定
電力消費量	0.71	3.81	kWh/kg-H_2	文献 12 の Table 5 文献では、水素払い出し圧力が 7MPa のため、3MPa での出荷の電力を控除した
電力の CO_2 排出係数（系統）	280	280	g-CO_2/kWh	2030 年想定の世界平均（World Energy Outlook2022 の APS シナリオ）
電力の CO_2 排出係数（再エネ）	0	0	g-CO_2/kWh	燃料燃焼がないためゼロと仮定
プラント出口水素圧力	3	3	MPaG	

表 12　水蒸気改質の経済性の前提条件

項目	値	単位	備考
建設費	1,277	億円	文献 12 の建設費の回帰式を用いて決定。
固定資産税	1.4	%	対課税標準額。国によって制度が異なるため、日本の制度を代表値として設定。一般に水素コストに占めるシェアは高くないため。
解体費用	5	%	対建設費。プロジェクト終了の 1 年後に計上
修繕費	3	%	対建設費。化学プラントの一般的な値として設定。
諸費	0.7	%	対建設費。保険等を含む。発電コスト検証 WG の設定を利用。
一般管理費	1	%	対建設費。本社費用等。過去のサプライチェーン分析の値を利用。
人件費	1.2	億円	15 名分を想定。
CO_2 輸送、貯留費用	1,217	円/t-CO_2	11USD/t-CO_2, GCCSI, Global costs of carbon capture and storage, 2017 の 7～12USD/t-CO_2（陸上の輸送、貯留費用）等を参考に決定

(2) 褐炭ガス化

表 13 に褐炭ガス化の前提条件を示す。褐炭採掘時 GHG 排出量は、文献[13]のビクトリア州の石炭 1 t 当たりの排出量を用いた。CO_2回収率、褐炭消費量、天然ガス消費量等は、文献[14]の設定を用いた。表 14 に褐炭ガス化の経済性の前提条件を示す。

表 13 褐炭ガス化の前提条件

項目	製品ラインのみ回収	単位	備考
褐炭採掘時 GHG 排出量	0.138	kg-CO_2/kg-H_2	文献 13 よりビクトリア州の褐炭採掘の値を換算
CO_2回収率	95	%	文献 14 の想定を利用。 PSA オフガス中のメタン由来の CO_2は放出
褐炭消費量	19.7	kg-Lignite/kg-H_2	文献 14 から算出
電力消費量	6.32	kWh/kg-H_2	文献 14 から算出
天然ガス消費量	0.0198	GJ/kg-H_2	文献 14 から算出
電力の CO_2排出係数（系統）	280	g-CO_2/kWh	2030 年想定の世界平均（World Energy Outlook2022 の APS シナリオ）
電力の CO_2排出係数（再エネ）	0	g-CO_2/kWh	燃料燃焼がないためゼロと仮定
プラント出口水素圧力	3.0	MPaG	文献 14 の想定

表 14 褐炭ガス化の経済性の前提条件

項目	値	単位	備考
建設費	1,818	億円	文献 14 の 2030 年想定の建設費にスケール則を適用して算出。
固定資産税	1.4	%	対課税標準額。国によって制度が異なるため、日本の制度を代表値として設定。一般に水素コストに占めるシェアは高くないため。
解体費用	5	%	対建設費。プロジェクト終了の1年後に計上
修繕費	2	%	対建設費。化学プラントの一般的な値として設定。
諸費	0.7	%	対建設費。保険等を含む。発電コスト検証 WG の設定を利用。
一般管理費	1%	%	対建設費。本社費用等が含まれる。過去のサプライチェーン分析の値を利用。
人件費	1.2	億円	15 名分
CO_2輸送、貯留費用	1,217	円/t-CO_2	11USD/t-CO_2, GCCSI, Global costs of carbon capture and storage, 2017 の 7～12USD/t-CO_2（陸上の輸送、貯留費用）

[13] Global methane initiative, AUSTRALIAN COAL ACTION PLAN, 2011

[14] 川崎重工業、豪州の低品位炭から水素を製造するバリューチェーンの改善に関する検討, 2015

			等を参考に決定

(3) 水電解

表 15 に　水電解の前提条件を示す。水素・燃料電池戦略ロードマップ[15]の 2030 年目標では、設備費、水素当たりの消費電力ともに PEM 型よりもアルカリ型のほうが優れているため方式はアルカリ型を想定した。建設費、水電解原単位、プラント出口水素圧力等も同ロードマップの想定を用いた。電源は水電解設備専用と想定し、水電解設備は、電源の発電出力に合わせて稼働すると想定した。系統電力を併用したり複数の電源を組み合わせて、設備利用率を向上させ、再エネによって製造された水素の固定費を低減させるような運転も想定されるが、特に後者では、個別のサイトの日照や風況による発電実績値を用いて分析する必要があるため、本調査では取り扱わないこととした。

表 16 に輸入の WtG における水電解の再エネ電力コストと設備利用率を示す。マレーシアの水力を除き、文献[16]の PV 及び風力発電の 2030 年想定の設備費の平均値を用い、当該地域の設備利用率を文献[17]の日照条件および風況から算出した。このようにして求めた設備費と設備利用率を文献[18]の発電コストレビューシートを用いて、当該地域の再エネ電力コストを算出した。算出した電力コストと設備利用率を用いて、水素コストを算出した。マレーシアの水力の電力コスト及び設備利用率は、当地の水力発電所の建設費を見いだせなかったため、文献[19]の値を用いた。

表 15　水電解の前提条件

項目	値	単位	備考
方式	アルカリ	–	水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019）2030 年目標では、設備費、水素当たりの消費電力ともに PEM 型よりもアルカリ型のほうが優れているため。
建設費	22.3	万円/kW	水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019）の 2030 年目標
水電解原単位	4.3	kWh/Nm^3	水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019）の 2030 年目標
プラント出口水素圧力	3.0	MPaG	水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019）の建設費、消費電力の前提の圧力。
電力コスト	地域別に設定	–	次表参照
設備利用率	地域別に設定	–	次表参照
固定資産税	1.4	%	対課税標準額。国によって制度が異なるため、日本の制度を代表値として設定。一般に水素コ

[15] 水素・燃料電池戦略協議会、水素・燃料電池戦略ロードマップ、2019 年

[16] IRENA, FUTURE OF Solar PV, 2019　及び　IRENA, FUTURE OF WIND, 2019.

[17] World Bank, Global Solar Atlas 及び World Bank, Global Wind Atlas

[18] 発電コスト検証 WG 報告書及び発電コストレビューシート, 2019

[19] ASEAN Centre for Energy, Levelised costs of electricity (LCOE) for selected renewable energy technologies in the ASEAN member states II, 2019.

			ストに占める本コストのシェアは高くないため。
解体費用	5	%	対建設費。プロジェクト終了の 1 年後に計上
修繕費	2	%	対建設費。化学プラントの一般的な値として設定。
諸費	0.7	%	対建設費。保険等を含む。発電コスト検証WGの設定を利用。
一般管理費	1	%	対建設費。本社費用等。過去のサプライチェーン分析の値を利用。
人件費	1.2	億円	水素製造に共通した設定として 15 名分を想定

表 16　輸入の WtG における水電解の再エネ電力コストと設備利用率

生産国	原料	電力コスト（円/kWh）	設備利用率（%）	備考
オーストラリア	電力（太陽光）	3.33	19.5	文献 16、17 の設備費と設備利用率から文献 18 を用いて電力コストを算出
	電力（風力）	4.86	34.6	同上
マレーシア	電力（太陽光）	4.24	15.3	同上
	電力（風力）	33.6	5	同上
	電力（水力）	2.77	76	文献 19 のマレーシアの水力発電の想定と電力コストを用いて算出

2.5.2　Gate to Tank　(GtT)

表 17 に　輸入の水素製造プラント出口から需要家の貯槽の入口の各工程で消費する電力及び燃料種を示す。

表 17　輸入の水素製造プラント出口から需要家の貯槽の入口の各工程で消費する電力及び燃料種

キャリア	エネキャリ製造（液化、水添、NH_3 合成、メタン合成）	積地貯蔵	海上輸送	揚地貯蔵	脱水素・分解（MCH、NH_3 のみ）
液化水素	電力（系統・再エネ）	電力（系統・再エネ）	BOG	電力（系統・再エネ）	–
MCH	電力（系統・再エネ）、天然ガス	電力（系統・再エネ）	C 重油	電力（系統・再エネ）	電力（系統・再エネ）、天然ガス
NH3	電力（系統・再エネ）、天然ガス	電力（系統・再エネ）	C 重油	電力（系統・再エネ）	電力（系統・再エネ）、天然ガス
合成メタン	電力（系統・再エネ）	電力（系統・再エネ）	BOG、C 重油	電力（系統・再エネ）	–

(1) 液化水素

図 5 に液化水素チェーンの構成を示す。液化水素チェーンは、水素の液化から国際輸送のための貯蔵、国際輸送、日本側の貯蔵、国内輸送から構成される。輸入を目的とした水素サプライチェーンは、GI 基金事業等にて研究開発中のため、液化水素チェーンの仕様については、主に将来想定の文献[20]調査し、有識者ヒアリングから推定した。

表 18 に液化水素システムの仕様と建設費を示す。なお、文献の液化水素の大型設備の建設費は、検討時期と運転開始の想定年などから LNG 基地をベースに液化水素用弁・配管等が LNG のそれらの約 2～5 倍程度かかると想定した値と推定される。

図 5　液化水素チェーンの構成

[20] 川崎重工業、低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム（水素チェーンモデル）の実現可能性に関する調査研究、2012 年　及び 川崎重工業、豪州の低品位炭から水素を製造するバリューチェーンの改善に関する検討、2015 年

表 18　液化水素システムの仕様と建設費

工程	設定	建設費	備考
液化	設備容量　50tpd 15 基 液化機の電力原単位 0.55kWh/Nm^3	2,264 億円	文献 20,21から設備容量、電力原単位を決定。
積地貯蔵 （出荷基地）	タンク 5 万 m^3　4 基 ボイルオフ率（BOR）　0.1%/d 受入時気化率　1.3% 払出時気化率　1.25% 水素当たりの電力消費　0.055 kWh/Nm^3	1,398 億円	文献 20 等に基づき、設定 貯蔵中及び移送時の BOG は液化機にて再液化する想定。
海上輸送	LNG 輸送船相当の 16 万 m^3 2 隻 BOR　0.2%/d 29.6 km/h 積込、荷揚各 2 日 メルボルン～野島崎沖 9,100km	1,219 億円	文献 20 等に基づき、設定 BOG を燃料とする。
揚地貯蔵 （受入基地）	タンク　5.6 万 m^3 4 基 ボイルオフ率　0.1%/d 水素当たりの電力消費　0.017 kWh/Nm^3 水素（ガス）の払出圧力 6MPaG	1,711 億円	文献 20 等に基づき、設定 貯蔵量 21 日分 受入時、貯蔵時の蒸発分はガス水素として出荷する想定。

(2) MCH

図 6 に MCH（メチルシクロヘキサン）のサプライチェーンの構成を示す。プロセスは、トルエンに水素を添加して MCH を製造する MCH 製造（水素添加）、MCH をケミカルタンカーに積み込むために一時的に貯蔵する積荷基地（積み地）、ケミカルタンカーによる長距離国際輸送する海上輸送、ケミカルタンカーから MCH を陸揚げして利用するまで貯蔵する揚荷基地（揚げ地）、そして MCH を脱水素して水素を製造する水素製造（MCH の脱水素）と高純度水素を出荷するための水素精製のプロセスから構成される。

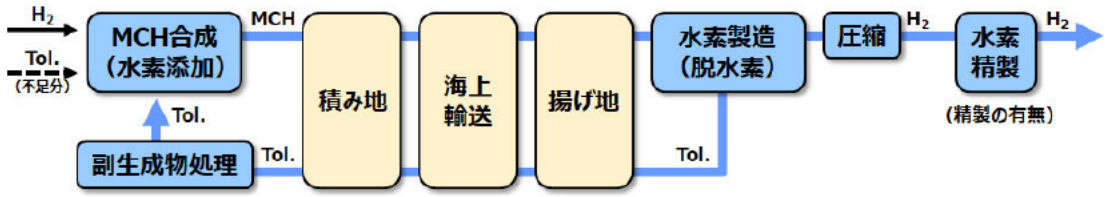


図 6　MCH サプライチェーンの構成

本チェーンの特徴は、MCH から水素を取り出した後（脱水素した後）に残るトルエンがケミカルタンカーで MCH 製造地（水素添加地）に返送され、副生成物の処理を経た後、リサイクルされる点にある。

表 19 にトルエン／MCH のシステム仕様と建設費を示す。MCH 製造（水素添加）から輸送までは商用技術であり、既存の技術水準を参考に分析した。MCH からの水素製造（脱水素）の設備費については事業者ヒアリング [23] から MCH 製造（水素添加）の設備費と同等である

[21] Cardella, Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction, International Journal of Hydrogen Energy, 2017.

と仮定した。

分析では、MCH 製造地と最終製品である水素の精製の有無による感度分析を実施した。MCH 製造地には、①豪州、②マレーシア、③UAE（アラブ首長国連邦）、④サウジアラビアの 4 地域を想定した。また製品水素については、PSA による高純度化を施すか否か（精製するか否か）の 2 ケースも想定した。よって分析は計 8 ケース実施したが、表 19 の設備費等は、代表値として製造地①豪州で水素精製（PSA）による高純度化プロセスを経て製品出荷したケースの数値を記載した。

表 19　トルエン／MCH システムの仕様と建設費

	設定	建設費	備考
MCH 製造 （水素添加）	30 万トン/系列/年 15 系列 熱自立（反応加熱のための外部熱供給は不要）	572 億円	ベンゼンからシクロヘキサンの製造プロセス[22]及び事業者ヒアリングを参考に設定。 系列処理量（トン/系列/年）は事業者ヒアリング[23]を参考。
副生成物処理 （トルエンのリサイクル）	液相吸着カラム 処理量　496 ton/h 15 系列 ポンプ設備：2 台/系列	設備費　8.7 億円 ポンプ設備　0.25 億円	脱水素プロセスから海上輸送して戻ってくる液を処理。
積荷基地 （積み地） （現状技術）	積荷日数　4 日 トルエン用タンク 　輸送船 1 隻分 　70,070 m^3×1 基 MCH 用タンク 　2 日分+輸送船 1 隻分 　51,364 m^3×2 基	タンク費　91 億円 送液ポンプ　1.1 億円	文献[24]を参考に設定。
海上輸送 （現状技術）	LR1 船（5 万トン級） 積載効率　98% 搭載量　63,700m^3/隻 航海日数　36 日 隻数　10 隻 燃料は C 重油。	430 億円	船費は文献[25]を参考に設定。
揚荷基地 （揚げ地） （現状技術）	揚荷日数　4 日 トルエン用タンク 　輸送船 1 隻分 　70,070 m^3×1 基 MCH 用タンク 　21 日分＋輸送船 1 隻分 　90,215 m^3×5 基	タンク費　222 億円 送液ポンプ　1.0 億円	文献[24]を参考に設定。
水素製造 （MCH の脱水素） （2030 年想定）	30 万 ton/系列/年 14 系列 反応に必要な熱源は、PSA パージガスの燃焼と天然ガス燃焼により供給。	脱水素設備　270 億円 圧縮設備　142 億円	系列処理量（トン/系列/年）や設備については事業者ヒアリング[23]を参考に設定。 圧縮は水素純度および

[22] シーエムシー、内外化学品資料、C 有機基礎原料（2021 年度版）.

[23]事業者ヒアリング（第 2.2 章）より設定。

[24] 斎藤義己、化学装置コストハンドブック、2000 年.

[25] まりんねっと、Newbuilding Prices（2021.10～2022.10）.

	圧縮　4.9MpaA 台数　28 台		トルエン回収率の向上のため[26]。 圧縮設備は文献 [24] を参考に設定。
水素精製 （ケーススタディー対象）	PSA 16.5 万 Nm^3/h/系列 水素回収率　90% 2 系列 パージガスは脱水素プロセスの熱源として回収。 H_2 精製しない場合はそのまま製品水素として出荷。	水素精製設備　86 億円	設備費は文献[27]を参考に設定。

(3) アンモニア

図　7 にアンモニアのサプライチェーンの構成を示す。プロセスは、アンモニア製造に必要な窒素を製造する空気分離（窒素製造）、窒素と水素をそれぞれアンモニア合成用に昇圧する圧縮、窒素と水素の混合ガスからアンモニアを合成するアンモニア製造、アンモニアを船舶に積み込むまで一時的に貯蔵する積荷基地（積み地）、アンモニア輸送船による長距離国際輸送する海上輸送、アンモニア輸送船からアンモニアを陸揚げして利用するまで貯蔵する揚荷基地(揚げ地)、アンモニアを分解して水素を製造する水素製造(アンモニア分解)、そして高純度水素を出荷するための水素精製プロセスから構成される。

表　20 にアンモニアのシステム仕様と建設費を示す。アンモニアの製造から輸送までは商用技術であり、既存の技術水準を参考に分析した。アンモニアの分解（水素製造）については、文献 [28] を参考に設備費等を設定した。また、分析ではアンモニア製造地と最終製品である水素の精製の有無による感度分析も実施した。アンモニア製造地には、MCH の時と同様に①豪州、②マレーシア、③UAE（アラブ首長国連邦）、④サウジアラビアの 4 地域を想定した。製品水素についても、PSA による高純度化を施すか否か（精製するか否か）の 2 ケースを想定した。よって分析は計 8 ケース実施したが、表　20 の設備費等は、代表値として製造地①豪州で水素精製（PSA）による高純度化プロセスを経て製品出荷したケースの数値を記載した。

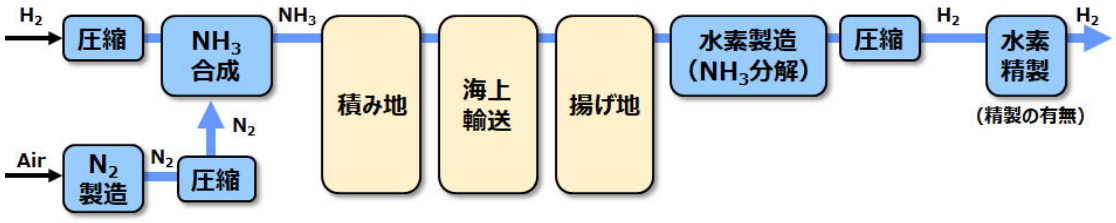


図　7　アンモニアサプライチェーンの構成

[26] NEDO 成果報告書、“水素キャリアに応じたフィージビリティースタディ”、2009.3.

[27] 石油産業活性化センター、水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置づけに関する調査報告書（PEC-2002 P-04）、2003 年 3 月.

表 20　アンモニアシステムの仕様と建設費

	仕様	建設費	備考
空気分離 （窒素製造）	深冷分離法 窒素製造量（2 系列） 13 万 Nm^3/h（128 万トン/年） 出口圧力　2.8MPaA	172 億円	文献[28]を参考に設定。
窒素圧縮	NH_3 合成のための昇圧 入口圧　2.8MPaA 出口圧　15MPaA 圧縮機台数　4 台 窒素処理量　13 万 Nm^3/h （128 万トン/年）	26 億円	文献 [24] を参考に設定。
水素圧縮	NH_3 合成のための昇圧 入口圧　常圧 出口圧　15MPaA 圧縮機台数　4 台 水素処理量　39 万 Nm^3/h （28 万トン/年）	32 億円	文献 [24] を参考に設定。
アンモニア合成	ハーバーボッシュ法 2,400 トン/系列/日 2 系列 原料加温は、パージガス燃焼と天然ガス燃焼などからの熱回収。	413 億円	文献 [22] を参考に設定。
積荷基地 （積み地） （現状技術）	積荷日数　2 日 NH_3 用タンク 2 日分＋輸送船 1 隻分 54,606 m^3 × 2 基	タンク費　188 億円 送液ポンプ　2.2 億円	文献 [24,29]を参考に設定。 アンモニアは低温のため BOG コンプレッサーが必要。設備費は送液ポンプ費に内包。
海上輸送 （現状技術）	VLGC 船 積載効率　98% 搭載量　86,700m^3/隻 航海日数　29 日 隻数　3 隻 燃料は C 重油。	310 億円	船級は国内開発動向[30]を参考に設定。 船費は文献 [25] を参考に設定。
揚荷基地 （揚げ地） （現状技術）	揚荷日数　2 日 NH_3 用タンク 21 日分＋輸送船 1 隻分 86,274 m^3 × 3 基	タンク費　366 億円 送液ポンプ　2.0 億円	文献 [24,29] を参考に設定。 アンモニアは低温のため BOG コンプレッサーが必要。設備費は送液ポンプ費に内包。
水素製造 （NH_3 分解）	NH_3 処理量　151 万トン/年 （2,287 トン/日/系列） 2 系列 原料の加熱や反応に必要な熱源は、PSA パージガスの燃焼と天然ガス燃焼により	分解設備　562 億円 圧縮設備　31 億円	文献 [28] を参考に設定。 圧縮は水素精製に使用する PSA のため、もしくは出荷圧に昇圧するため。 入口圧は NH_3 分解プロ

[28] NEDO 成果報告書、“水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）サブタスク 3、全体システム設計”、1997.3.

[29] 日本 DME フォーラム編、“DME ハンドブック”、オーム社, 2006.

[30] 日本郵船プレリリース、“当社初、LPG 燃料大型 LPG・アンモニア運搬船 2 隻の建造契約を締結”、2021.12.2、https://www nyk.com/news/2021/20211202_03 html

	供給。 圧縮機 入口圧 1.7MPaA 出口圧 4.9MPaA 4 台(2 台/系列)		セスの出口圧力[28]。 圧縮設備費は文献[24]を参考に設定。
水素精製 (ケーススタディー対象)	PSA 16.5 万 Nm^3/h/系列 水素回収率 85% 2 系列 パージガスは NH_3 分解プロセスの熱源として回収。 H_2 を精製しない場合は、パージガスは存在せず、NH_3 分解・圧縮後、そのまま製品水素として出荷。	86 億円	文献[31]を参考に設定。

(4) 合成メタン

図 8 に合成メタンチェーンの構成を示す。水素と CO_2 からサバティエ反応によって製造した合成メタンを天然ガスと混合した後、液化し、合成メタンが混合された LNG として輸送、日本へ供給するサプライチェーンである。年間の輸送量計 7.4 億 Nm^3/年のうち、約 8%が合成メタンである。液化以降の工程は、天然ガスと合成メタンが混合した状態であるので、合成メタン分の輸送コストを計上している。また、原料とした CO_2 が合成メタン利用後 CO_2 排出としてカウントするかについては、複数の案[32]があるものの、本調査では、それは CO_2 排出としてカウントしていない。合成メタンの CO_2 は将来的には大気中かからの回収やバイオマス由来の CO_2 が用いられると考えられるが、本調査における CO_2 は、主にコスト見積の観点から工場や発電所における回収した CO_2 を想定した。原料 CO_2 の価格は、苫小牧の CCS 実証事業の成果に基づき、1Mt/年の規模で試算[33]された CO_2 回収費用 2600 円/ t -CO_2 に陸上パイプラインによる 100km の輸送コストを加えた 3000 円/t-CO_2 とした。

表 21 に合成メタンチェーンの仕様と建設費を示す。

31 石油産業活性化センター、水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置づけに関する調査報告書（PEC-2002 P-04)、2003 年 3 月.

32 メタネーション推進官民協議会 CO_2 カウントに関するタスクフォース、合成メタン利用の燃焼時の CO_2 カウントに関する中間整理、2022 年 3 月、
https://www meti.go.jp/shingikai/energy_environment/methanation_suishin/co2_tf/pdf/20220322_1.pdf

33 T. Nakagaki, Cost of CCS-Current & Future Trends -, Japan-Asia CCUS Forum 2020, 2020,
https://jp.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/sites/3/2020/10/2-5_PD3-Nakagaki_E.pdf

図 8　合成メタンチェーンの構成

表 21　合成メタンチェーンの仕様と建設費

	設定	建設費	備考
メタネーション	4,000 Nm^3/h・系列 × 2 系列 水素利用率 99%	39 億円	文献[34]のメタネーション設備（300Nm^3/h）の建設費、仕様を参考に決定
液化機	1,750 tpd（57.4 万 t/年） 液化機の電力原単位 0.37kWh/Nm^3–CH_4	261 億円	設備費は、文献[35]の 30 万 t/年の LNG 液化機の建設費を参考に決定。電力消費量は物性値等から IAE 推定。
積地貯蔵	円筒形タンク 9 万m^3 2 基 ボイルオフ率（BOR） 0.1%/d	724 億円	日本国内の LNG 基地の建設費の建設費[36]から回帰式を作成し算出した。
海上輸送	LNG 輸送船 16 万m^3/隻 1 隻 燃料 BOG（不足分は C 重油を利用）	208 億円	LNG の新造船の船価のデータベース[37]のデータのうち、基準年近傍の 2017 年から 2018 年の船価を参考に決定
揚地貯蔵	円筒形タンク 7.5 万m^3 2 基 ボイルオフ率（BOR） 0.1%/d	656 億円	日本国内の LNG 基地の建設費の建設費[36]から回帰式を作成し、ロケーションファクタを考慮して算出した。

(5) 高圧水素国内配送

ここでは、海外から輸入された水素を、国内の水素ステーションのような小口需要家に対して配送するサプライチェーンを想定する。ただし、この需要家は水素ステーションに限定されるものではないとする。このサプライチェーンでは圧力 20MPa、1 台当たり 3,000Nm^3 の輸送能力を持つ高圧水素トレーラーを使って、水素を配送するものとする。

本サプライチェーンは図 9 のプロセスで構成されるものとする。すなわち、貯蔵用圧縮機への入り口から需要家のタンク入口までを評価範囲とする。輸入基地等で気体に再変換

[34] 日本製鋼所他、再エネ水素と排ガス CO_2 によるメタン合成および都市ガスグリッド利用を目指した Power to Gas システムの研究開発、2017 年

[35] 鈴木，三神：中規模 LNG は実現可能なのか？, 2007 年

[36] 第 11 回 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 ガスシステム改革小委員会、資料 3　卸取引の選択肢拡大に向けた環境整備について、2014 年 7 月 17 日

[37] マリンネット、LNG 新造船船価推移（2018～2019 年、16～17.5 万 m^3）を参照

され送られてきた水素は貯蔵用圧縮機により大気圧から 0.900 MPaG（1.013MPaA）に昇圧された後タンクに貯蔵される。タンクの貯蔵容量は需要量の 3 日分とする。タンクから高圧ガストレーラーへの装荷にあたっては積込み用の圧縮機で 20MPaG に昇圧される。高圧ガストレーラーの使用圧力は前述の通り 20MPaG、1 回で最大 3,000Nm^3 を輸送できる容量を持つものとする。積込、荷下の時間はそれぞれ 1 時間ずつとする。各プロセスの設備仕様の設定を表 22 に示す。トレーラー部分は需要家に留置するが、留置されているトレーラーは需要家側の貯蔵設備とみなせるため、ここでの検討範囲の設備費として計上しないものとする。年間の水素取扱量は入力出力ともに 77,130kg であり物質的なロスはない。

なお、本調査においては、国内配送に入る直前の水素の圧力は 3MPa（WtG）及び 5MPa（GtT）と設定したため、貯蔵用の圧縮は参考として示し、コストや CI には含めていない。

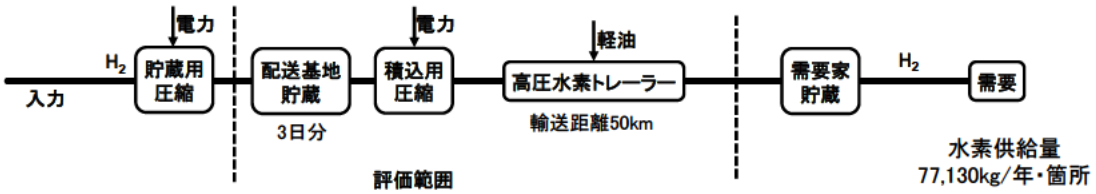


図 9　高圧水素国内配送サプライチェーンの構成

表 22　高圧水素国内配送サプライチェーンの仕様と建設費

	設定	建設費	備考
（入力）	形態：気体水素 質量流量：9.8kg/h 体積流量：109Nm^3/h 圧力：大気圧 年間入力量：77,130kg		
貯蔵用圧縮機（参考、現状技術）	流量（2 系列合計）：9.8kg/h（109Nm^3/h） 圧縮比：10.0 系列数：2 系列 消費電力：0.114kWh/Nm^3-H_2	9,300 万円	物質バランスから必要能力を設定、仕様・コストについては[38]に基づいて決定
配送基地貯蔵（現状技術）	貯蔵量設定：3 日分 余裕率：10% タンク容積：445m^3/系列 系列数:2 系列	1.42 億円	[39]に記載されている球形の加圧天然ガスタンクの仕様・取得価格をもとに 2/3 乗則で必要規模のタンクの建設費を推定
積込用圧縮機（現状技術）	流量（2 系列合計）：9.8kg/h（109Nm^3/h） 圧縮比：20.7 系列数：2 系列 電力原単位：0.190kWh/Nm^3-H_2	9,500 万円	物質バランスから必要能力を設定、仕様・コストについては [38] に基づいて決定
高圧水素トレーラー	鋼製の長尺集合容器：20MPa、3,000Nm^3、1 台（需要家留置分のト	4,000 万円	トレーラーの仕様・価格は[40]を参照、燃費は

[38] Taylor and Sinnott, Chemical Engineering Design 3nd edition., 2021.

[39] 新潟県見附市、ガス事業収支計画算定説明資料、2017.

[40] ガスレビュー、工業ガス供給機器図鑑 Vol.3, 2018 年

（現状技術）	レーラー2 台） 需要先にトレーラー部分を留置、使用済みの容器を回収 燃料：軽油 燃費：3.4km/L ドライバー：2 名 積込・荷降時間：各 1 時間		[41]をもとに算出し、年間総走行距離と消費燃料の量から算出した値
（出力）	年間出力量：77,130kg-H_2		

(6) 液化水素国内配送

ここでは輸入された液化水素を液化水素ローリーに乗せ替え、国内の小口需要家に配送するサプライチェーンの想定について述べる。このサプライチェーンは図 10 のように配送基地の液化水素貯蔵（液化水素の装荷設備含む）、液化水素ローリー輸送の 2 つのプロセスから構成されるものとする。配送先で液化水素ローリーは需要家の持つ液化水素タンクに荷降ろしするが、この需要家側のタンクは本評価の対象外である。サプライチェーン規模を想定するにあたってはある程度容積の大きなタンクを用いる方が断熱性能の面で有利になることと、2.6.2 で後述する国産水素の液化水素配送サプライチェーンと設備仕様等を共通化して比較可能とすることを考慮して、5t/日級液化機の規模に基づいて決定された想定を採用する。具体的には図 10 のように 1 か所の配送基地から 3 台の 23kL 級液化水素ローリーで、18 か所の需要家に水素を配送すると想定する。したがって、1 需要家当たりにかかる配送基地の設備費は 1/18、ローリーの設備費は 1/6 となる。

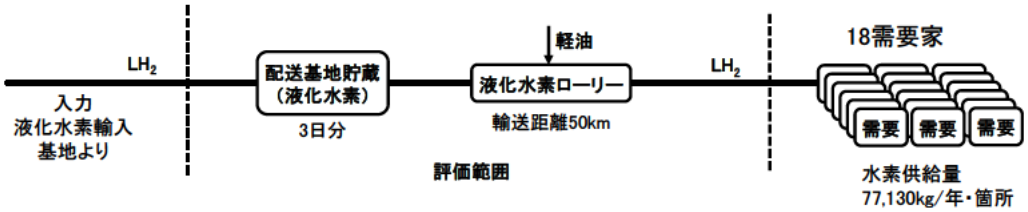


図 10　輸入液化水素配送サプライチェーンの構成

配送基地側から見ると、水素の年間輸送量は 80,363kg/年・需要家×18 需要家で合計 1,446,530kg/年となり、この量の水素が液化水素の形で輸入基地から入力される。この数字には 18 需要家の年間水素需要に加えて、積込、荷降時に発生するフラッシュガスのロス分と、配送基地タンクでのボイルオフ分を含む。これを年間設備利用率を考慮して時間当たりの液化水素流量に直すと約 2.54m^3/h となる。配送基地はこの 3 日分を貯蔵することができる液化水素タンクを保有しており、液化水素はそこから 3 台の 23kL 級液化水素ローリーに装荷される。液化水素の積込時間は、積込後に液化水素の状態を落ち着かせるための静置時間も考慮して 4 時間[42、43]とする。荷降ろし時間は 1 時間とする。各プロセスの設備仕様等の設定を表 23 に示す。

[41] IEA, Technology Roadmap Fuel Economy of Road Vehicles, 2012.
[42] IAE 他（NEDO 委託）、水素キャリアに応じたフィージビリティスタディ、2009
[43] 本調査で実施した事業者ヒアリングにおいても静置時間の短縮は難しいという回答を得た。

表 23　輸入液化水素配送チェーンの仕様と建設費

	設定	建設費	
（入力）	形態：液化水素 質量流量：181kg/h 体積流量：2.54m^3-LH_2/h 年間入力量：1,446,530kg		18 需要家分
配送基地 貯蔵・装荷設備 （現状技術）	貯蔵量設定：3 日分 タンク容量余裕率：10% タンク容量：201m^3 系列数：1 系列 ボイルオフ率[42]：0.5%/日 積込時フラッシュロス率[44]：1.3% 電力消費[44]：0.055kWh/Nm^3-H_2	1.97 億円 （1 需要家当たり 0.11 億円）	18 需要家分 建設費は[42]に記載されている液化水素タンクの容量と設備費より 2/3 乗則と PCI を使って換算した。付帯設備費を含む。
液化水素ローリー輸送 （現状技術）	タンク容量：23kL 台数：3 台 燃料：軽油 燃費：3.4km/L ドライバー：2 名 積込・荷降時間：4 時間・1 時間	5,000 万円/台[42] （1 需要家当たり 833 万円）	1 台 6 需要家分 燃費は[41]をもとに算出し、年間総走行距離と消費燃料の量から算出した値
（出力）	荷降時フラッシュロス率：1.3% 年間出力量：78,146kg-LH_2		1 需要家分 ローリーからの液化水素荷降量

(7) MCH 国内配送

ここでは輸入 MCH を国内の小口需要家に配送するサプライチェーンの条件設定について述べる。MCH 配送サプライチェーンの構成は図 11 のようになる。需要家に受け渡す形態は高圧水素など他のサプライチェーンと同じ気体の水素となるため、評価範囲に MCH を脱水素して水素とトルエン（Tol.）を得る脱水素設備および需要家側に置かれている MCH とトルエンを貯蔵するタンクを含む。輸入された MCH は出荷基地に一時貯蔵されたのち、石油化学製品を輸送するのに使われるケミカルローリーに装荷され、50km 離れた需要家に配送される。このローリーは、配送基地から需要家に向けて走行する往路は MCH を、需要家から配送基地に戻る復路はトルエンを運ぶものと想定する。戻りトルエンは配送基地を経由して MCH の輸入基地に戻される。ローリーの容量は 20kL とするが、この容量だと 1 需要家の最大 3.6 日分の水素を 1 回で運ぶことができ、想定した稼働率の下では年間で 5 需要家に水素を配送することが可能である。したがって、配送基地にスケールメリットを生じさせるため、配送基地は 5 需要家分を 1 箇所で処理すると想定する。配送基地とローリーの設備費は 1 需要家当たりでみると 1/5 となる。このサプライチェーンの MCH 輸送量は、約 7,100t/年、1 需要家当たり約 1,420t/年となる。最終的に需要家が受け取る水素量は 1 需要家あたり 77,130kg/年であり、1,420t の MCH にはこの需要量分と各プロセスで発生するロス分の水素を含む。

[44] 電源開発(株)（NEDO 技術開発機構委託）、平成 9 年度報告書、WE-NET サブタスク 3　全体システム概念設計、NEDO-WE-NET-9631、1997.

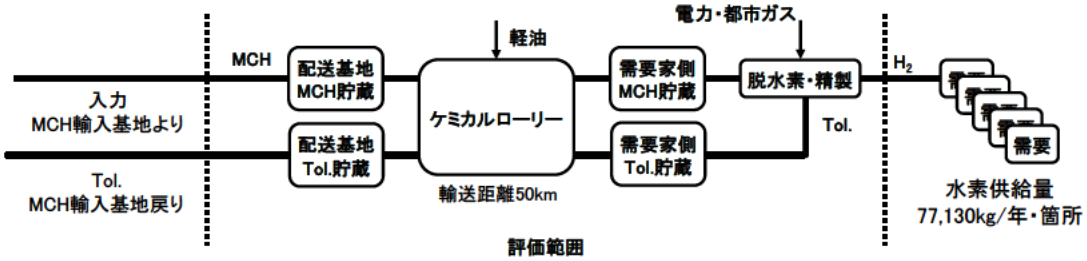


図 11　輸入 MCH 国内配送サプライチェーンの構成

表 24　輸入 MCH 国内配送サプライチェーンの仕様と建設費

工程	設定	建設費	備考
（入力）	形態：MCH 体積流量：1.2m^3-MCH/h 質量流量：0.9t-MCH/h 年間 MCH 取扱量：7,098t/年		5 需要家分
配送基地貯蔵 （現状技術）	MCH 貯蔵量設定：1 日分 トルエン貯蔵量設定：3 日分 タンク容量余裕率：10% 系列数：各 1 系列 MCH タンク容量：31m^3 トルエンタンク容量：93m^3 電力原単位：0.659 kWh/t-MCH	0.65 億円 （1 需要家当たり 0.13 億円）	5 需要家分 タンク建設費×1.2 が配送基地建設費。タンク建設費は容量から[45]の計算式と PCI に基づいて計算
国内配送 （現状技術）	容量：20kL 台数：1 台 燃料：軽油 燃費：3.4km/L ドライバー数：1 名 積込・荷降時間：1 時間・1 時間	1,800 万円 （1 需要家当たり 360 万円）	5 需要家分 ローリー価格は[42]を参照、燃費は[41]に基づいて算出した値
需要家側貯蔵 （現状技術）	MCH 貯蔵量設定：ローリー1 台分 トルエン貯蔵量設定：ローリー1 台分 タンク容量余裕率：20% 系列数：各 1 系列 MCH タンク容量：24m^3 トルエンタンク容量：24m^3 電力原単位：0.659 kWh/t-MCH	0.36 億円	1 需要家分 考え方は配送基地貯蔵と同様
脱水素・精製 （実証段階の技術大型化が必要）	設備容量：1,420t-MCH/y 水素精製方式：PSA 脱水素+精製効率：90% 電力原単位：219.3 kWh/t-MCH 熱源単位：2,440 MJ/t-MCH 熱源：精製オフガス+都市ガス	0.52 億円	1 需要家分 設備の諸元については[46]をもとに推定、コストについては[42]に基づいて算出
（出力）	年間出力量：77,130kg-H_2		1 需要家分

[45] 斎藤、化学装置コストハンドブック、2000、工業調査会

[46] IAE（NEDO 委託）、エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析 報告書、2016

(8) 水素パイプライン国内配送

パイプライン配送は、輸送距離を 10km と設定する。なお、本調査での国内配送パイプラインは中低圧に相当する 1MPaG 未満の圧力で運用されるものとする。この圧力帯においては、天然ガスパイプライン等に用いられる鋼管やポリエチレン管を用いても水素脆化や管壁からの漏洩といった問題は起こらないとされている[47]。

本サプライチェーンの構成を図 12 に示す。輸入基地で取り出された水素は気体の形でサプライチェーンに入力され、圧縮機に導入される。そこで 0.9MPaG まで昇圧されたのちに配送基地のタンクに一時的に貯蔵される。タンク内の圧力との差圧でパイプラインから水素は送出され需要家まで届けられる。サプライチェーンへの入力量と出力量はともに 77,130kg/年であり、物質的にロスはない。水素パイプライン国内配送の設定を表 25 に示す。なお、本調査においては、国内配送に入る直前の水素の圧力は 3MPa (WtG) 及び 5MPa (GtT) と設定したため、圧縮は参考として示し、コストや CI には含めていない。

水素パイプラインの敷設費については、いくつかの調査研究で計算例が示されているが、ここでは以下の考え方で値を設定した。

- パイプラインの口径については Paul の公式と呼ばれる、流量とパイプライン両端の圧力差（圧力損失）からパイプラインの口径を求める計算式を使って求めた。
- 前述のように中低圧パイプラインであるため、管の素材は一般的なパイプライン用鋼管（SGP 白管）とした。このパイプラインの敷設費として、[48]で推算された数字 4,405 円/m を用いた。これは口径 1 インチの SGP 白管の溶接接合による敷設費とされ、埋設費、安全設備費は含まれない。これを口径の比と PCI を使って 1.25 インチ管、2018 年の値 6,621 円/m に換算した。
- 埋設費として、東京ガスの工事単価表（2022 年）[49]から、戸建て住宅への埋設引込管の掘削・埋戻費工事費 5,500 円/m^3 を採用し、管長 1m の管を埋設するのに 2 m^3 の掘削・埋戻を行うとして埋設工事費を 11,000/m とした。検討時点で 2022 年の PCI が発表されていないため、この数字についてはそのまま採用した。
- 今回、需要先での脱臭の手間を省くため付臭による漏洩検知を行わないとしたため、安全対策費として埋設工事費に 50%のアップチャージを仮定した。
- 以上の数字を合計して、水素パイプライン 1m あたりの敷設費を 22,621 円とした。

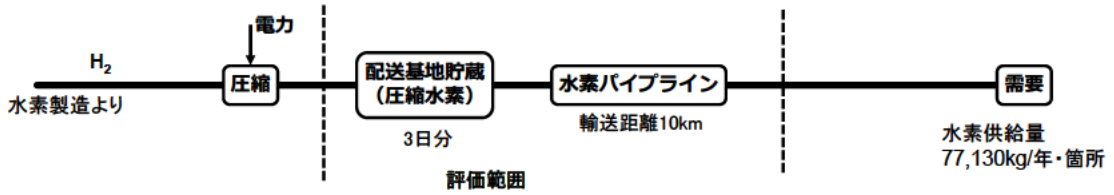


図 12　水素パイプライン配送サプライチェーンの構成

47 水素エネルギー協会 編著、水素エネルギーの事典、朝倉書店、2019

48 国土技術政策総合研究所、プロジェクト研究報告 No.45「低炭素・水素エネルギー活用社会に向けた都市システム技術の開発」、2014

49 東京ガスネットワーク株式会社、内観工事費見積単価表［気質系・鉄骨系建物　鉄筋・鉄骨コンクリート系建物］、2022 年 4 月 1 日実施.

表 25　水素パイプライン配送サプライチェーンの仕様と建設費

	設定	建設費	備考
（入力）	形態：気体水素 圧力：大気圧 質量流量：9.8 kg/h 体積流量：109 Nm^3/h 年間入力量：77,130 kg	–	WtG の水素製造技術による。
圧縮機 （現状技術）	流量（2 系列合計）：9.8 kg/h （109 Nm^3/h） 圧縮比：9.9 系列数：2 系列 消費電力：0.115 kWh/Nm^3-H_2	9,300 万円	物質バランスから必要能力を設定、仕様・コストについては [38] に基づいて決定
配送基地貯蔵 （現状技術）	貯蔵量設定：3 日分 余裕率：10% タンク容積：436m^3/系列 系列数 2 系列	1.40 億円	[39] に記載されている球形の加圧天然ガスタンクの仕様・取得価格をもとに 2/3 乗則で必要規模のタンクの建設費を推定
水素 パイプライン （現状技術）	延長：10km 敷設方式：埋設 材質：SGP 白管 口径：1.25 inch（32A 相当） 敷設単価：22,621 円/m 付臭：なし（付臭以外の方法による漏洩検知を行うとする）	2.26 億円	設定の考え方については上述
（出力）	年間出力量：77,130 kg-H_2		

(9) 都市ガスパイプライン

海外から輸入された合成メタンは他 LNG と混合されて輸送されている。そのため輸入以降のチェーンは通常の都市ガスと同じである。これを前提として都市ガスパイプラインにかかわるコストや LNG 基地での水素配送にかかわる CI 値について記載する。

表 26 に都市ガスパイプラインによる輸送の前提を記載する。

表 26　都市ガスパイプラインによる輸送

	設定	備考
年間輸送量	6,000 万 m^3	送出まで既存基地設備を利用
輸送距離	供給エリア内	
託送料	4.5 円/m^3	大阪ガス資料参照[50]（100 万 m^3 超 5.04 円/m^3）をベースとして、都市ガス中の合成メタン熱量をもとに計算（低圧加算、中圧割引、高圧割引料金相当額は含まず）
製造時の CO_2 原単位	11.1 g-CO_2/m^3-CH_4	JGA 資料参照[51]

（10）水素ステーション

国内に輸入された水素は気体、もしくは液化水素の形で水素ステーションに運搬される。

水素ステーションでは、運搬された水素を昇圧・冷却して燃料電池自動車（FCEV）に水素を充填する。液化水素についてはそのまま圧縮されるタイプのものもあるが、ここでは一般的な、液化水素をいったん気化させてから圧縮されるタイプを想定する。

図 13　水素ステーションの設備構成[52]

表 27 にオフサイト型水素ステーション（標準水素ステーション）の仕様と建設費・運営費を記載する。水素・燃料電池ロードマップでのオフサイト型水素ステーションの目標値をベースとした。[53]

[50] https://home.osakagas.co.jp/price/takusou/index html　2023/1/26 検索

[51] 産業構造審議会 産業技術環境分科会 地球環境小委員会資源･エネルギーワーキンググループ　都市ガス事業における地球温暖化対策の取組み、
https://www meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/chikyu_kankyo/shigen_wg/pdf/2021_001_07_01.pdf

[52] FCV・水素ステーション事業の現状について、
https://www meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/024_01_00.pdf

[53] 水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂のポイント、
https://www meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/nenryodenchi_fukyu/pdf/002_01_00.pdf

表 27　2030 年の水素ステーションの仕様と建設費・運営費

項目	圧縮水素	液化水素	単位	備考
年間供給量	77,130	77,130	kg	FCV900 台の年間消費量相当（85.7kg/台）
供給圧力	70	70	MP	FCV 内タンク充填圧
設備費	2.0	2.8	億円	液化水素設備追加分は一般社団法人次世代自動車振興センター設備補助金等から推定[54]
運営費	1,500	1,500	万円	圧縮動力分の電気代は含まず
圧縮動力	3.0[55]	3.0	kWh/kg	液化水素も気化後に圧縮

2.5.3　計算結果

(1) WtG

図 14 に　輸入 WtG のコスト分析結果を示す。天然ガスの水蒸気改質や水力発電の電力を用いる水電解設備のように、設備利用率が高い場合は、変動費（天然ガス、電力）が主要なコスト要素になる。また、再生可能エネルギーを水電解装置の電源として用いる場合、太陽光のように設備利用率が相対的に低い場合は、コスト全体に占める固定費の比率が高くなる。

[54] 令和 4 年度「燃料電池自動車用水素供給設備設置補助事業」の概要(NEV) https://www.cev-pc.or.jp/hojo/suiso_outline_r04 html

[55] ENEOS 総研(P49)https://www.eri.eneos.co.jp/report/research/pdf/20210329_write.pdf

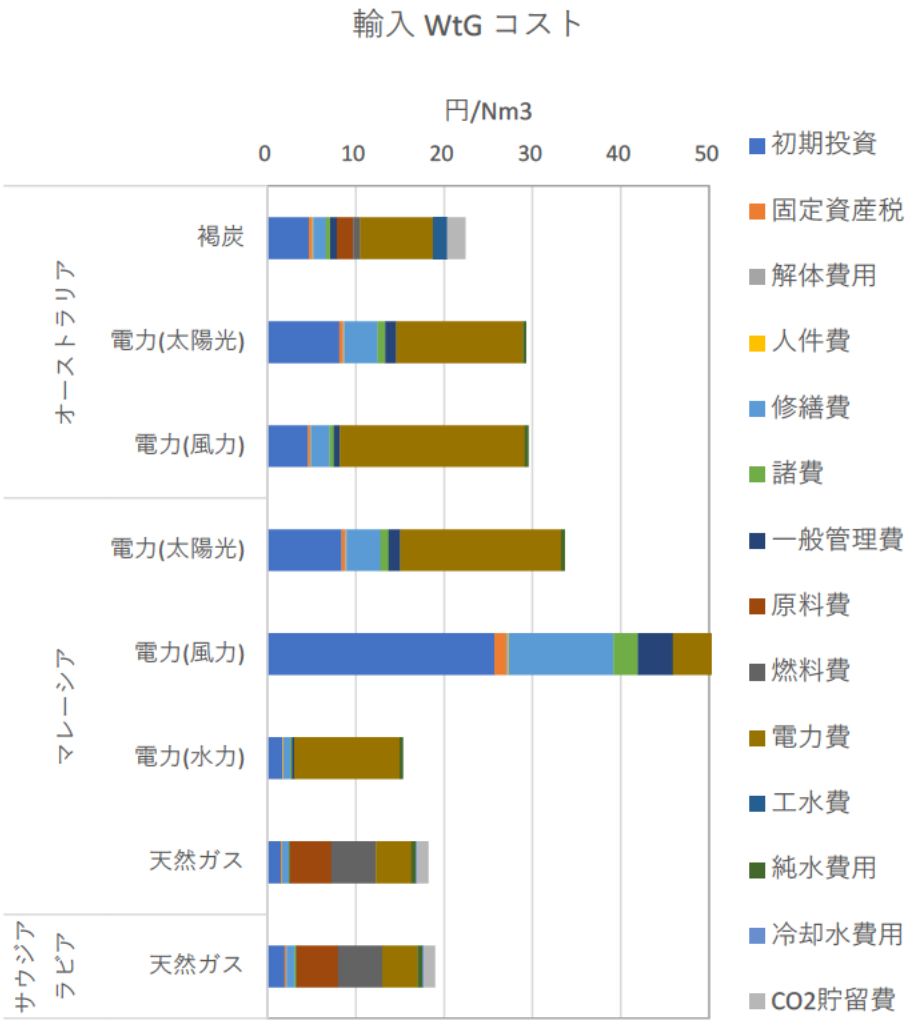


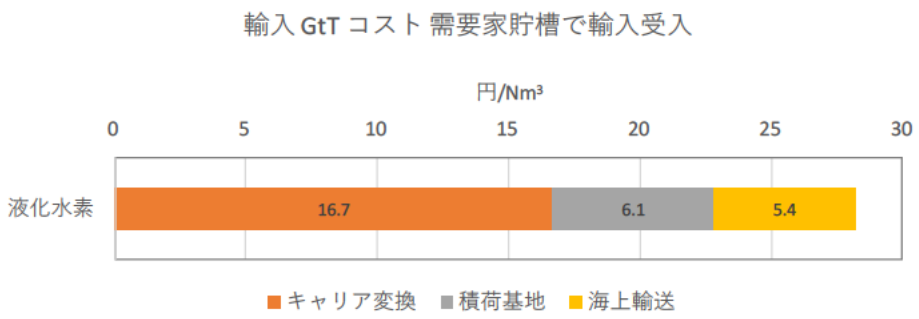
図 14　輸入 WtG のコスト分析結果
マレーシアの風力は、風況が良くなく、設備利用率が非常に低いため、約 200 円/Nm^3
天然ガスの水蒸気改質は、CO_2 回収率 85%の場合

(2) GtT

図 15 に液化水素の輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果を示す。図の下の表は、凡例の工程名と各キャリアの工程や技術の対応を示す。図 16 から図 18 に、 輸入 GtT のローリー輸送による水素供給のコスト分析結果、 輸入 GtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果、輸入 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果を示す。MCH、アンモニアは燃料用途を想定し、PSA での精製を経ていない未精製の水素を供給する想定で、その他は精製した水素を供給する場合である。

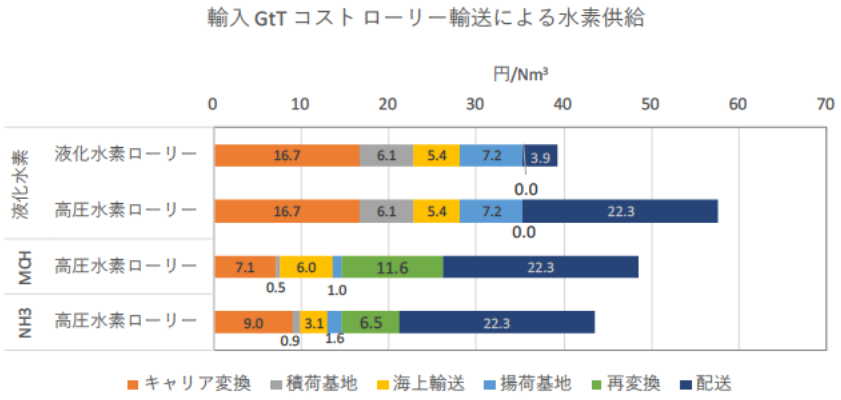
合成メタンの原料の CO_2 は、主にコスト見積の観点から工場や発電所における回収した CO_2 を想定し、回収・輸送費用を 3,000 円/t-CO_2 とした[64]。このとき、合成メタン 1MJ 当たりの CO_2 コストは 0.166 円/MJ で、原料 CO_2 費用が 1,000 円/ t -CO_2 上昇するごとに、約 0.055 円/MJ（水素 1 Nm^3 の熱量換算で 0.6/Nm^3）のコスト上昇となり、現状の合成メタンのコスト構造では、原料水素の方がコスト比率が高いものの、DAC（Direct Air Capture）や

他の CO_2 源を想定した場合には、主要なコスト要素の 1 つとなる可能性がある。



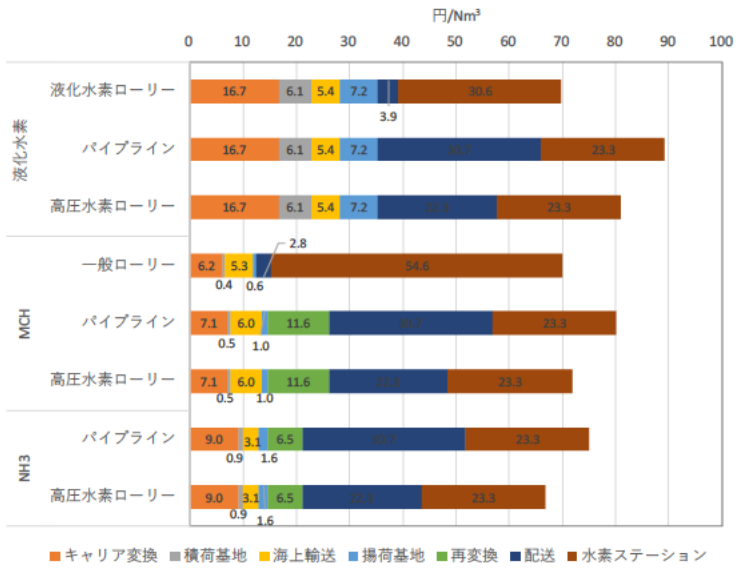
	GtT		
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送

図 15　液化水素の輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果

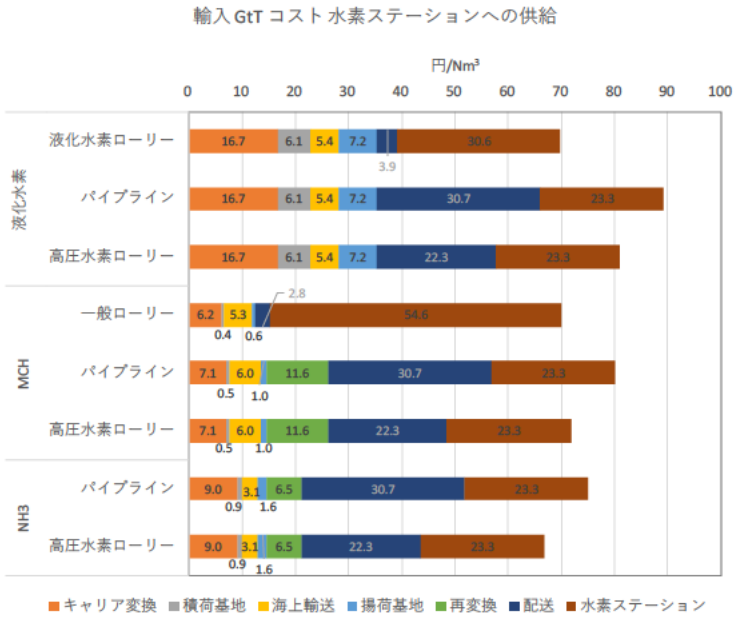


	GtT					
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー

図 16　輸入 GtT のローリー輸送による水素供給のコスト分析結果

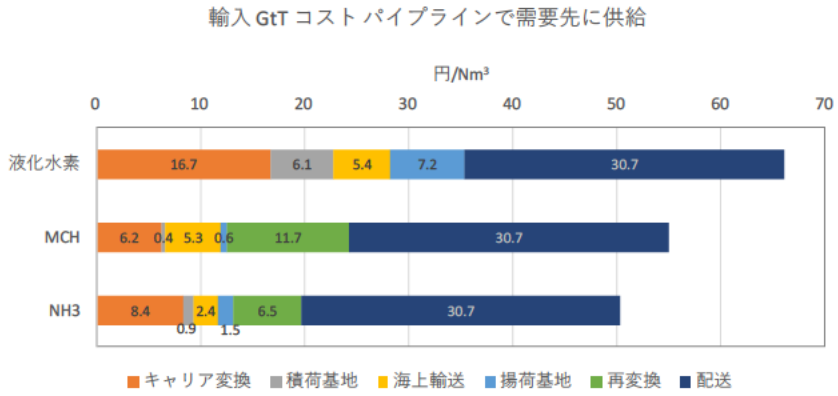


	GtT						
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送	水素ステーション
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー	水素ステーション
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン	水素ステーション
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	-	一般ローリー	水素ステーション
	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション



	GtT						
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送	水素ステーション
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー	水素ステーション
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン	水素ステーション
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	-	一般ローリー	水素ステーション
	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション

図 17　輸入 GtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果



	GtT					
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）

図 18　輸入 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果

(3) WtT の例

ここでは、WtG と GtT を合わせたサプライチェーン全体の WtT の水素 1Nm³ のコストを示す。なお、変換や輸送に起因する水素の損失がある場合はその量を考慮して水素製造のコストを設定した。これは、2.5.3(1) で示したコストは、WtG（水素製造プラント出口）の水素 1Nm³ 当たりのコストであり、WtT の水素製造コストは、輸送や変換に伴う水素の損失を考慮した WtT 出口での水素 1 Nm³ 当たりのコストで示す必要があるためである。WtT の WtG 部分（水素製造）のコストは、WtG のコストに表 28、表 29 の係数を乗じることで求めることができる。

表 28　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（液化水素、MCH、アンモニア）

	マレーシア	豪州	UAE	サウジ
液化水素	1.03	1.05	1.07	1.07
MCH（精製）	1.19	同左	同左	同左
NH3（未精製）	1.04	同左	同左	同左
アンモニア（精製）	1.23	同左	同左	同左
アンモニア（未精製）	1.04	同左	同左	同左

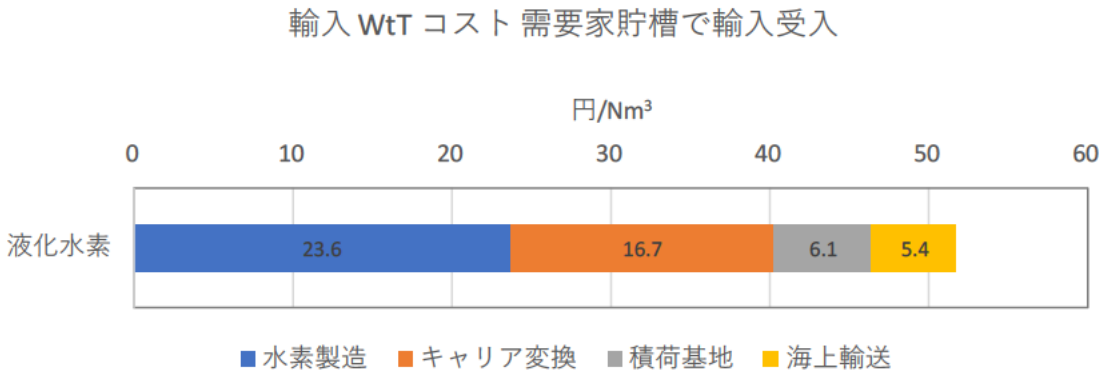
※変換係数は、GtT 入口と出口の水素量の比。WtG コスト（円/Nm³）に本表の数値を乗じることで WtT の水素製造コスト（円/Nm³）となる。

表 29　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（合成メタン）

	マレーシア	豪州	UAE	サウジ
合成メタン	0.116	0.117	0.117	0.117

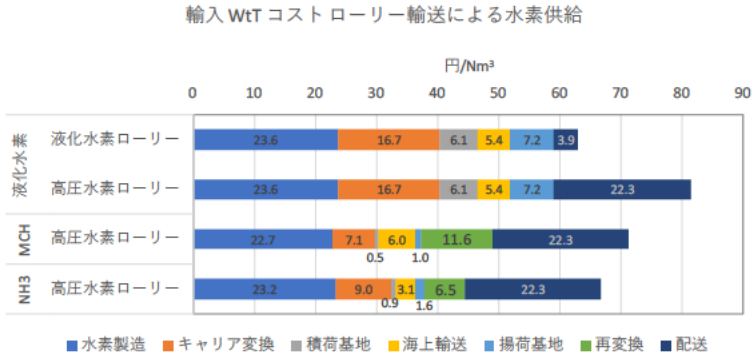
※変換係数は、GtT 入口水素量と出口メタン量の比をメタンの熱量で除して算出。WtG コスト（円/Nm³）に本表の数値を乗じることで WtT の水素製造コスト（円/MJ）となる。

図 19 から図 22 に液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果、輸入 WtT のローリーによる水素供給のコスト分析結果、輸入 WtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果､輸入 WtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果を示す。水素ステーションへの供給では、WtT のコストが約 100 円/Nm³ 前後となっている。液化水素の場合最も大きなコスト要素は、液化水素関連設備を追加した水素ステーションのコストであり、MCH は、水素ステーションで脱水素を行う場合、脱水素反応器や貯槽といった脱水素のコストが過半を占める。水素のパイプラインは、ネットワーク化されたものではなく、水素ステーションの需要を満たす 2 点間の小口径の 10km を想定したため、他の配送手段と比べてもコスト高な配送方法となっている。なお。揚荷基地や脱水素・分解プラントに隣接している大口需要家へは、本図のパイプラインを除いたコストで供給可能と考えられる。



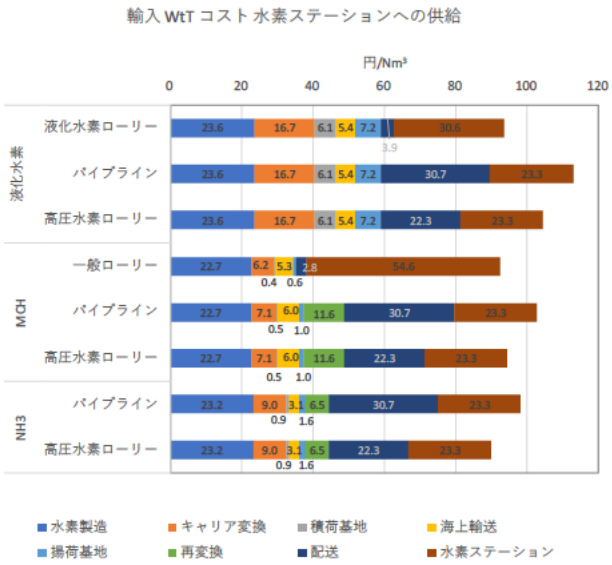
	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送

図 19　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果



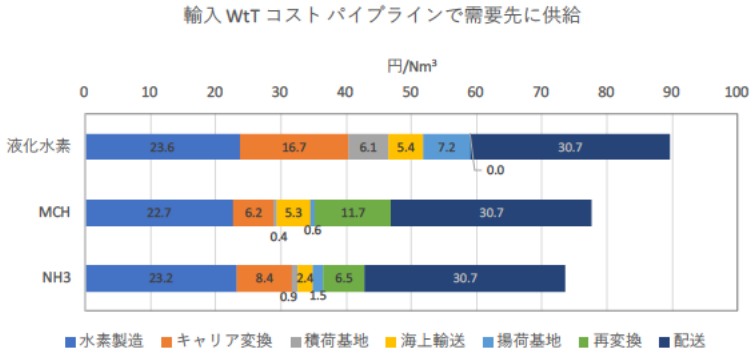
	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー

図 20　輸入 WtT のローリーによる水素供給のコスト分析結果



	WtG	GtT						
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送	水素ステーション
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	-	一般ローリー	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション

図 21　輸入 WtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果



	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）

図 22　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果

ここでは、液化水素チェーンと MCH について、コスト低減策を適用したケースについて考察を行った。

コスト低減策は、天然ガス・褐炭価格の低下、発電単価低下、低利融資の利用、設備の長寿命化、設備の合理化と生産国の変更である。当初想定の資源価格は、World Energy

Outlook 2022 の APS シナリオの天然ガス価格を参照していたが、世界全体が 2050 年にネットゼロエミッションとなる NZE シナリオの天然ガス価格を参照する（2USD/MMBTU）。同様に褐炭は、褐炭価格を調査したレポート[56]の値を参照し、12.7AUD/kg から 10.5AUD/kg への低下を想定した。プラント内で利用する電力は、系統から産業用電力を購入する想定としたが、水素製造地では、安価な資源を利用した自家発電が利用できる可能性があるため、自家発電等による電力単価の低下を想定した。液化水素の場合は、褐炭を燃料とする CCS 付の汽力発電の発電コストとして 5.4 円/kWh を想定した[57]。MCH の場合は、2USD/MMBTU の天然ガスを利用する CCS 付の天然ガス火力を想定し、コスト検証 WG の発電コストレビューシートを参照して 6.4 円/kWh とした。さらに 2030 年は導入初期であることからこのような初期のサプライチェーンに対しては、低利の融資が受けられる可能性を考慮し、例として割引率 5%から 3%に低下させた。

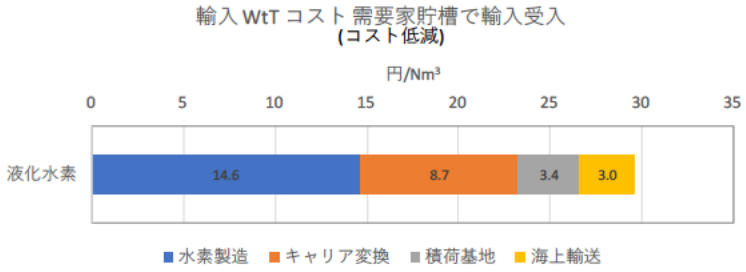
日本の LNG 基地については、建設後 40 年以上利用されている基地もあることから、液化水素チェーンの利用年数を 30 年から 40 年とした。液化水素チェーンの設備費については、本調査で想定するような大規模な輸入のためのサプライチェーンは存在しない 2012 年や 2015 年時点での FS の建設費を参照している。一般的に始めて建設されるプラント、FOAK(First of a kind)プラントは、コンティンジェンシー等のコストが含まれており、同じ設計の NOAK (Nth of a kind)プラントと比較して高コストであると言われている。現在進められているグリーンイノベーション基金における商業化実証で実機サイズの設備の建設やそのための研究開発が行われ、学習効果や設備容量の最適化などにより建設費等が低減することを想定した。また、このコスト分析モデルでは、文献をもとに諸費（年あたり建設費の 0.7%、保険等が含まれる）や一般管理費（年当たり建設費の 1%、本社費用などが含まれる)を設定している。水素輸送量が同規模のサプライチェーンでは、これらの費用は、近い規模であると考えられるが、本調査のモデルでは、建設費が高い設備はこれらの費用が多く計上されるようになっており、液化水素のサプライチェーンは、MCH やアンモニアサプライチェーンと比較してこれらの費用が２～３倍計上されている。これらの費用の精度が向上することでコスト全体の精度も増すと考えられる。これらの効果を総合し、建設費が 3 割程度低下した場合に相当するコスト低減幅を設定した。

また、MCH について、輸送距離が短いほうが海上輸送コストが安価となることから、マレーシアでの水素製造を想定した。輸送距離が減少したことに加え、製造国の変更によりロケーションファクタが低下することで、サウジアラビアよりも建設費が低下した効果も含まれている。MCH チェーンについては、マレーシアでの製造、天然ガス価格の低下、自家発電による電力供給、低利融資の利用を想定した。

図 23 から図 26 に図 19 から図 22 の液化水素と MCH について WtG から GtT までについて低コスト化検討策を適用した場合を示す。

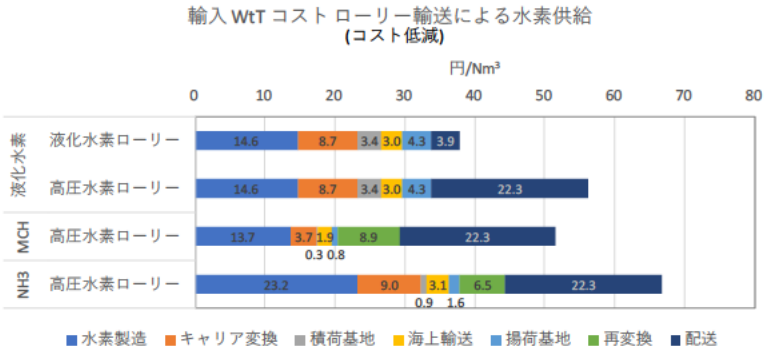
[56] 三菱総合研究所、原料炭・最終製品価格に関する検討、2015 年

[57] 川崎重工業、豪州の低品位炭から水素を製造するバリューチェーンの改善に関する検討、2015 年



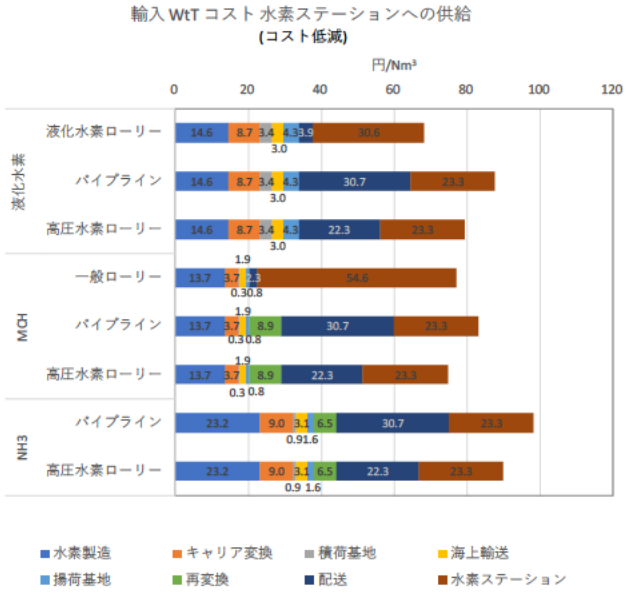
	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送

図 23　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果



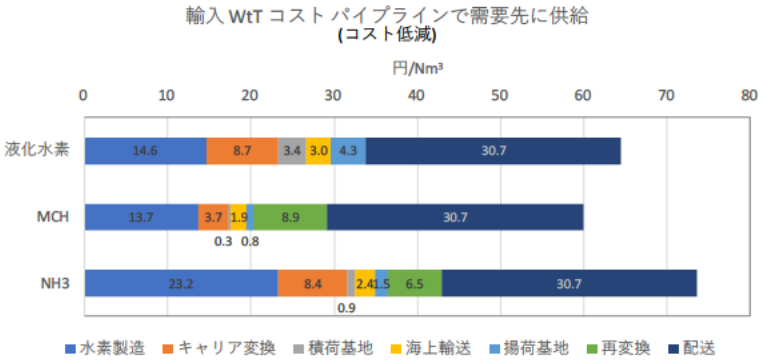
	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー

図 24　輸入 WtT のローリーによる水素供給のコスト分析結果



	WtG	GtT						
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送	水素ステーション
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	-	一般ローリー	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション

図 25　輸入 WtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果



	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）

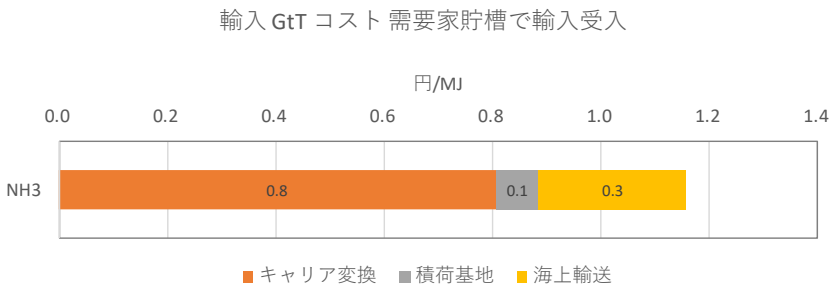
図 26　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果

本調査では設備は、新たに建設または取得されることを想定したが、事業者は既存設備や既存スキームを最大限活かす形で事業計画を立てるため、当該設備の費用が回収されている、異なる金利を採用するなど、前提条件に違いがある場合、本調査の分析結果と事業者が

実際に立てる事業計画の想定コストの間に乖離が発生する可能性もある。

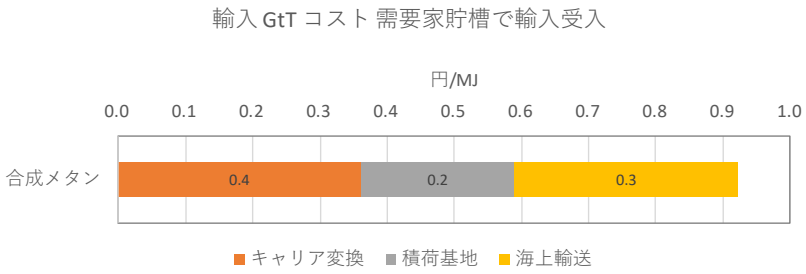
(4) 直接利用の場合（参考）

図 27、図 28 にアンモニアの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果、合成メタンの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果を示す。直接利用の場合は、MJ 当たりのコストを表示した。また、図 29 に　輸入 GtT のパイプラインによるメタン供給のコスト分析結果を示す。



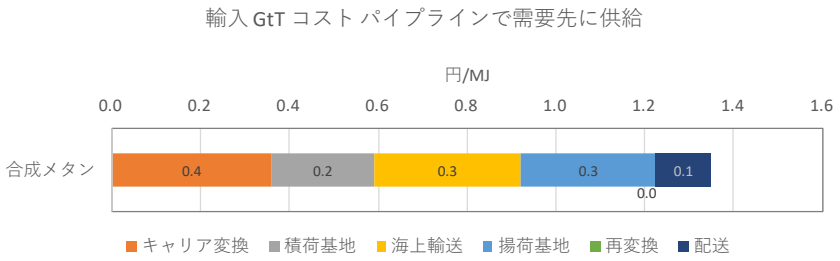
	GtT		
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送

図 27　アンモニアの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考）



	GtT		
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
合成メタン	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送

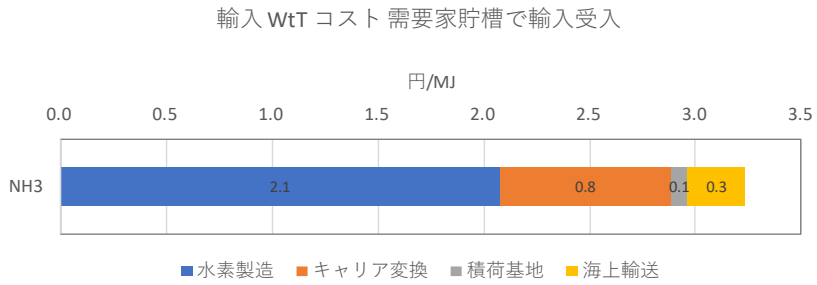
図 28　合成メタンの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考）



	GtT					
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
合成メタン	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送	LNGと混合し貯蔵	気化	パイプライン

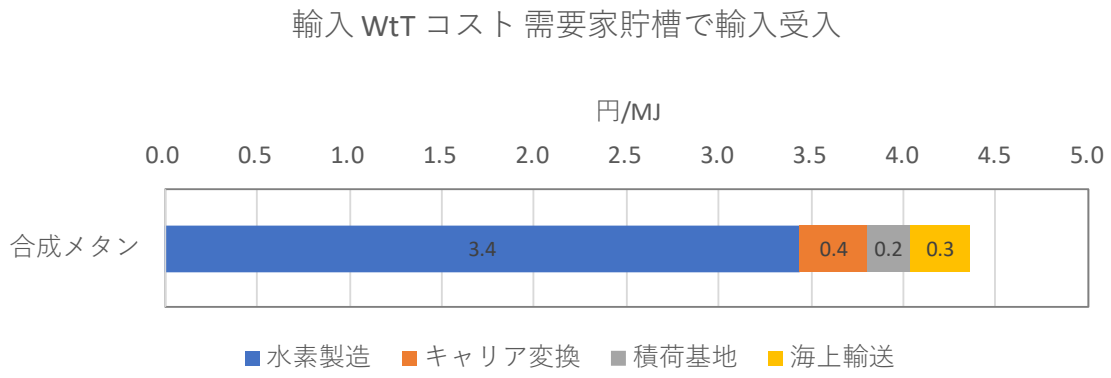
図 29　輸入 GtT のパイプラインによるメタン供給のコスト分析結果（参考）

図 30 から図 32 にアンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果(参考)、合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考)、輸入 WtT のパイプラインによるメタン供給のコスト分析結果（参考）を示す。



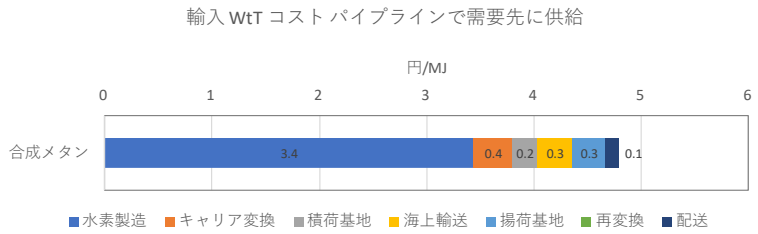
	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送

図 30　アンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考）



	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
合成メタン	水電解	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送

図 31　合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入のコスト分析結果（参考）



	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
合成メタン	水電解	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送	LNGと混合し貯蔵	気化	パイプライン

図 32　輸入 WtT のパイプラインによるメタン供給のコスト分析結果（参考）

2.5.4　感度分析

図 33 に輸入 WtG 天然ガス水蒸気改質の感度分析結果を示す。製造地はサウジアラビアを想定した。天然ガス価格と CO_2 輸送・貯留コストを変化させた結果、変化させた条件の範囲内では、水素製造コスト中で最も大きなコスト要素である天然ガス価格に高い感度があることがわかる。

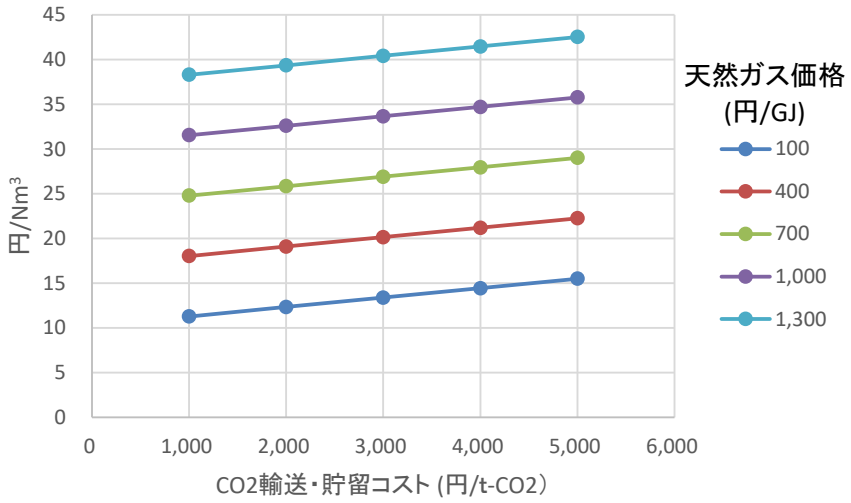


図 33　輸入 WtG 天然ガス水蒸気改質の感度分析結果

図 34 に輸入 WtG 褐炭ガス化の感度分析結果を示す。褐炭価格と電力コストを変化させた結果、変化させた条件の範囲内では、褐炭価格への感度は高くないことが分かった。これは、図 14 に示したように、褐炭ガス化のコストは、設備費、電力費用等様々なコスト要素から構成されており、水電解の電力コストのように支配的なコスト要素がないためである。

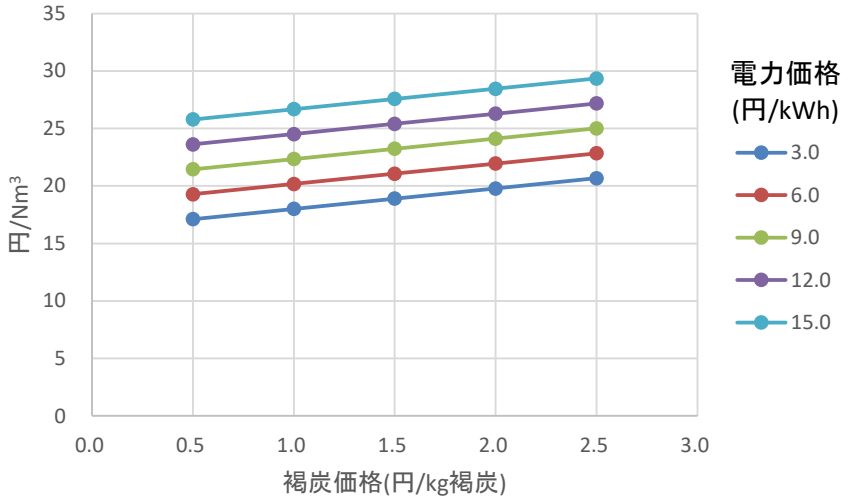


図 34　輸入 WtG 褐炭ガス化の感度分析結果

図 35 に輸入 WtG 水電解の感度分析結果（設備利用率 76%、マレーシア水力想定）を示す。また、図 36 に輸入 WtG 水電解の感度分析結果（設備利用率 35%、豪州風力想定）を示す。これらの図から示すように、一定以上の設備利用率がある場合、水素コストは、電力価格への感度が高く、設備費の低減は、電力価格が安価な場合に相対的に重要になってくるといえる。

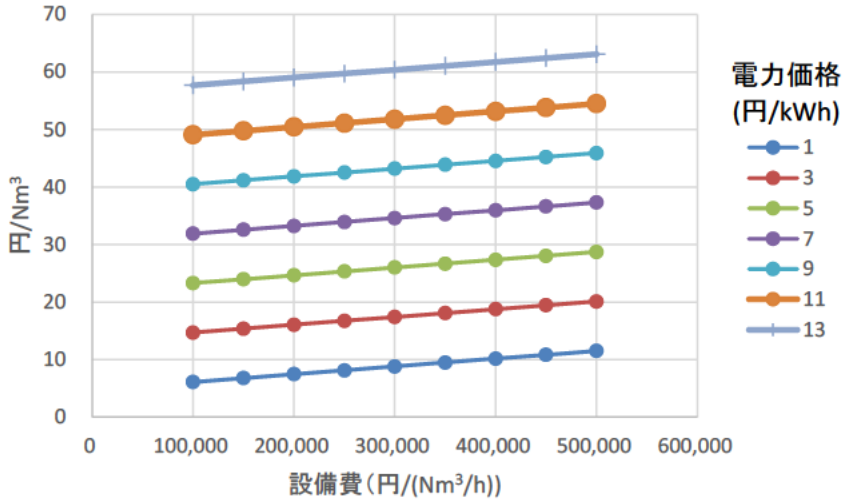


図 35　輸入 WtG 水電解の感度分析結果（設備利用率 76%、マレーシア水力想定）

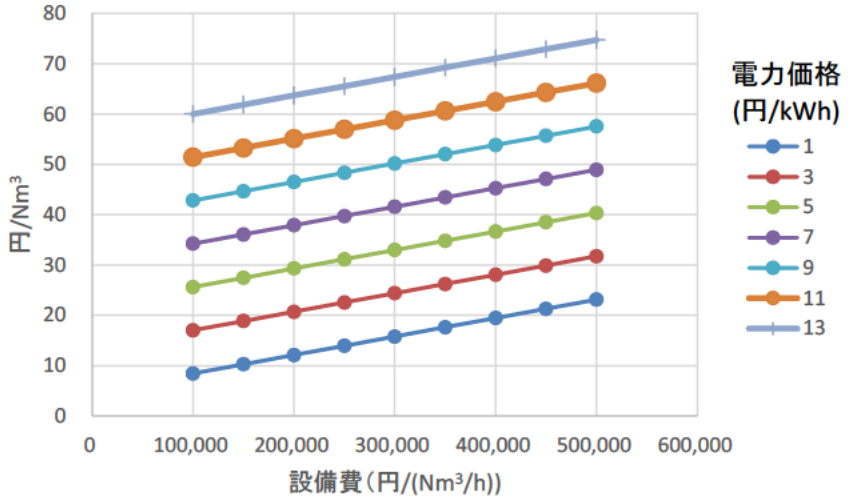


図 36　輸入 WtG 水電解の感度分析結果（設備利用率 35%、豪州風力想定）

図 37 に輸入 GtT の水素輸送コストの感度分析結果を示す。本図では、キャリア合成から脱水素・分解までのコストを示している。また、すべてのキャリアについて、4 つの水素生産国からの距離別の輸送コストと、MCH とアンモニアについては、製品水素を精製（FCV グレード）または未精製についての結果を示した。未精製は、水素精製のためのＰＳＡを用いていないことを示ししており、MCH の場合は脱水素プラント出口において、トルエンを回収した後のガス（主成分は水素）を NH3 は、分解設備出口のガス（主成分は、水素と窒素）を供給する想定である。

それぞれのサプライチェーンのコスト低減は、用いる水素キャリアの特徴や設備に依存する。液化水素チェーンについては、安価な褐炭を利用した自家発電等の利用による発電単価の低下によって、褐炭ガス化や液化のコストを低下させることができる。また、固定費の比率の高い構成であることから、大型化や建設を経ることによる学習効果等による建設費低下、低利融資を利用することで割引率が低下することによる固定費の低減が可能である。

MCH チェーンについては、既存の石油タンクを利用することで初期投資を低減することで

意思決定を行いやすくすることが期待できる。また、輸送船であるケミカルタンカーを傭船とすることで新造船より安価に運用、脱水素プラントの設置されているコンビナートエリアからの排熱を利用して脱水素燃料を部分的に低減し、コストや CI の低減が見込める。

アンモニアについては、貯蔵輸送の工程は成熟技術であり、図からわかるようにコスト比率も小さいため、その部分のコスト低減の寄与は大きくない。アンモニア合成プラントのライセンサー各社が現在主流の 2000～3000tpd のプラントよりも大型のプラントを提案しており、アンモニア合成の製造能力当たりの建設費が低下することが期待できる。

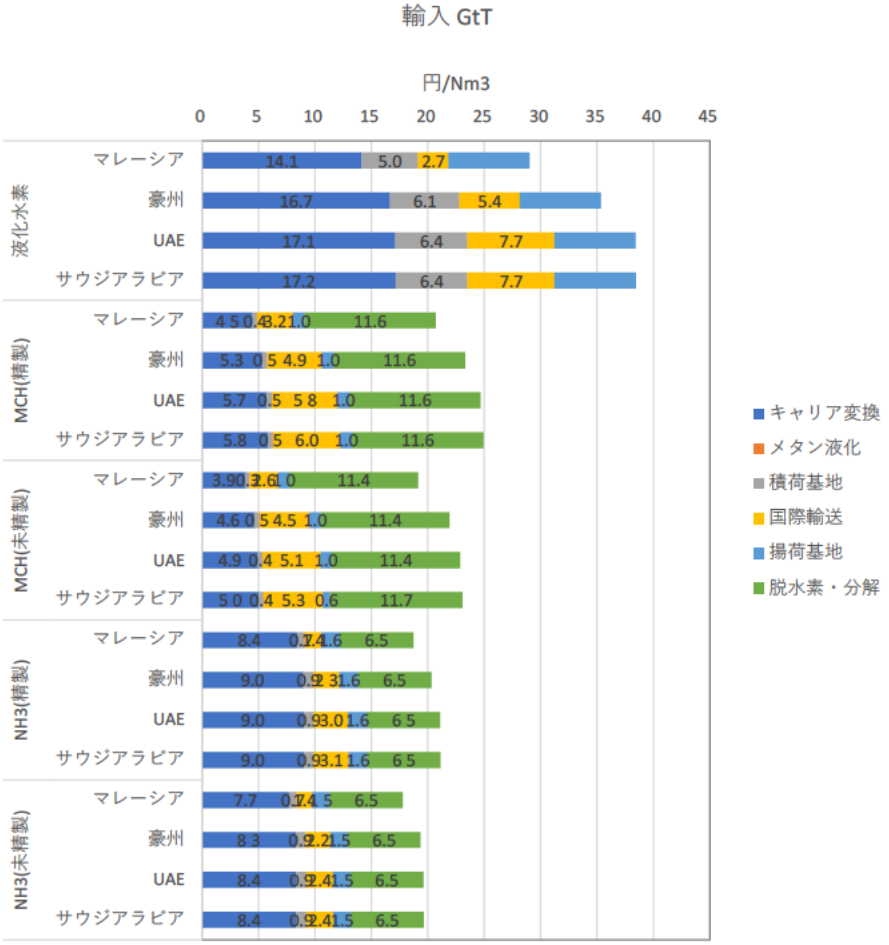


図 37　輸入 GtT の輸送距離及び精製・未精製に関する感度分析結果

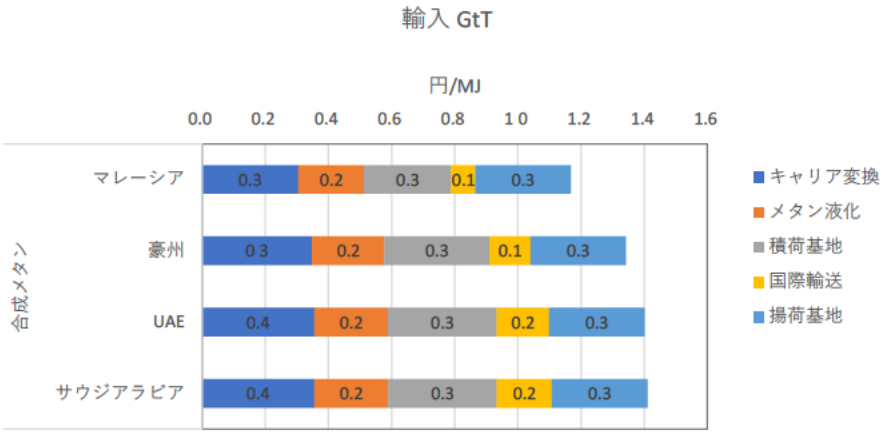


図 38　合成メタンの輸入 GtT の輸送距離に関する感度分析結果（参考）

2.6　国産チェーン

2.6.1　Well to gate　(WtG)

(1) 水蒸気改質

表 30、表 31 に水蒸気改質の前提条件、水蒸気改質の経済性の前提条件を示す。原燃料として用いる天然ガス価格と設備の規模を国内製油所の 1 基当たりの水素製造装置の能力を参考に年間 5 億 Nm^3 とした以外は、輸入の WtG の天然ガス水蒸気改質と同じ想定を用いた。

表 30　水蒸気改質の前提条件

項目	製品ラインのみ回収	製品ライン＋加熱炉排ガス 回収	単位	備考
天然ガス採掘 GHG 排出量	2.52	2.52	kg-CO_2/GJNG	LNG の $LCCO_2$
製品 CO_2 ライン回収率	93%	93%	–	文献 12 より IAE 試算
加熱炉 CO_2 回収率	0%	77%	–	文献 12 より IAE 試算
CO_2 回収率（全体）	52%	85%	–	文献 12 の前提条件
原料消費量	0.12	0.12	GJ/kg-H_2	文献 12 の前提条件
燃料消費量	0.10	0.13	GJ/kg-H_2	文献 12 の前提条件 回収 CO_2 の増加により吸収液再生用の熱量が増加と推定
電力消費量	1.32	4.42	kWh/kg-H_2	文献 12 の前提条件 回収 CO_2 の増加により圧縮動力の増加と推定

電力の CO_2 排出係数(系統)	234	234	g-CO_2/kWh	2030 年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)より試算
電力の CO_2 排出係数(再エネ)	0	0	g-CO_2/kWh	燃料燃焼がないためゼロと仮定

表 31　水蒸気改質の経済性の前提条件

項目	値	単位	備考
年間生産量	5	億 Nm^3/年	国内製油所の1基当たりの水素製造装置の能力を参考に決定
建設費	437	億円	文献 12 の建設費の回帰式を用いて決定。
固定資産税	1.4	%	対課税標準額。国によって制度が異なるため、日本の制度を代表値として設定。一般に水素コストに占めるシェアは高くないため。
解体費用	5	%	対建設費。プロジェクト終了の1年後に計上
修繕費	3	%	対建設費。化学プラントの一般的な値として設定。
諸費	0.7	%	対建設費。保険等を含む。発電コスト検証 WG の設定を利用。
一般管理費	1%	%	対建設費。本社費用等。過去のサプライチェーン分析の値を利用。
人件費	1.2	億円	15 名分
CO_2 輸送、貯留費用	1,217	円/t-CO_2	11USD/t-CO_2、GCCSI, GLOBAL COSTS OF CARBON CAPTURE AND STORAGE, 2017 の 7～12USD/t-CO_2(陸上の輸送、貯留費用)等を参考に決定
輸入 LNG 価格	1.06	円/MJ	World Eenrgy Outlook 2022 のAPSシナリオの日本の天然ガス価格
都市ガス価格	1.46	円/MJ	2010 年から 2019 年の天然ガス輸入価格と工業用の都市ガス価格の回帰式を作成し、上記の輸入価格を用いて算出。
国産天然ガス	0.43	円/MJ	海外と同程度の価格水準と想定。

(2) 石炭ガス化

表 32 に輸入石炭による石炭ガス化の前提条件を示す。石炭ガス化炉については、輸入の褐炭ガス化による水素製造と同じガス化炉の方式である Eagle 炉を国内で用い、クイーンズランド州から輸入した石炭を原料として利用すると想定した。その他の条件は、輸入の褐炭ガス化と共通とした。

表 32　輸入石炭による石炭ガス化の前提条件

項目	製品ラインのみ回収	単位	備考

褐炭採掘時 GHG 排出量	3.09	g-CO_2/MJ	文献 13 のクイーンズランド州の石炭採掘の値を換算に文献[58]の海運のGHG排出量から豪州からの石炭輸送による GHG 排出量を加えた。
CO_2 回収率	95	%	文献 14 の想定を利用。 PSA オフガス中のメタン由来の CO_2 は放出
石炭消費量	22.6	MJ/Nm^3-H_2	文献 14 から算出、褐炭の熱量を 13.05MJ/kg[59]と仮定
電力消費量	6.32	kWh/kg-H_2	文献 14 から算出
天然ガス消費量	0.0198	GJ/kg-H_2	文献 14 から算出
電力の CO_2 排出係数（系統）	234	g-CO_2/kWh	2030 年想定の日本の電力の CO_2 排出係数
電力の CO_2 排出係数（再エネ）	0	g-CO_2/kWh	燃料燃焼がないためゼロと仮定
プラント出口水素圧力	3.0	MPaG	文献 14 から算出

表 33　褐炭ガス化の経済性の前提条件

項目	値	単位	備考
建設費	1,745	億円	文献 14 の 2030 年想定の建設費にスケール則、ロケーションファクターによる補正を適用して算出。
固定資産税	1.4	%	対課税標準額。国によって制度が異なるため、日本の制度を代表値として設定。一般に水素コストに占めるシェアは高くないため。
解体費用	5	%	対建設費。プロジェクト終了の1年後に計上
修繕費	2	%	対建設費。化学プラントの一般的な値として設定。
諸費	0.7	%	対建設費。保険等を含む。発電コスト検証 WG の設定を利用。
一般管理費	1%	%	対建設費。本社費用等が含まれる。過去のサプライチェーン分析の値を利用。
人件費	1.2	億円	15 名分
CO_2 輸送、貯留費用	1,217	円/t-CO_2	水蒸気改質と同じ想定とした。
石炭価格	74	USD/t	World Eenrgy Outlook 2022 のAPSシナリオの日本の一般炭価格

[58]国土交通政策研究所、物流から生じる CO2 排出量のディスクロージャーに関する手引き【要約版】、2011 年、海運の原単位一覧の Large bulk carrier の値を利用。

[59] 資源エネルギー庁、エネルギー源別標準発熱量一覧表、2018 年

(3) 水電解

表 34 に水電解の前提条件を示す。表 35 に水電解に用いる再エネ電力と設備利用率を示す。水電解の設備費については、スケール効果は見込まず、単位生産量あたりの設備費に出力を乗じた。

表 34　水電解の前提条件

項目	値	単位	備考
方式	アルカリ	–	2030 年では、PEM に比べ設備費、消費電力ともに優れているため選択。
年間生産量	788	万 Nm^3/年	1,000Nm^3/h の設備が 90%で稼働した場合の水素量。
建設費	22.3	万円/kW	水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019）2030 年目標
定格消費電力	4.3～22.5	MW	年間の水素製造量を接続する電源によらず一定としたため、接続する電源の設備利用率によって異なる。
水電解原単位	4.3	kWh/Nm^3	水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019）2030 年目標
固定資産税	1.4	%	対課税標準額。
解体費用	5	%	対建設費。プロジェクト終了の 1 年後に計上
修繕費	2	%	対建設費。化学プラントの一般的な値として設定。
諸費	0.7	%	対建設費。保険等を含む。発電コスト検証 WG の設定を利用。
一般管理費	1	%	対建設費。本社費用等。過去のサプライチェーン分析の値を利用。
人件費	1.2	億円	15 名分

表 35　水電解に用いる再エネ電力と設備利用率

電源	電力コスト（円/kWh）	設備利用率（%）	備考
電力（太陽光）	10.5	17.2	文献 3 の 2030 年太陽光
電力（風力）	11.8	25.4	文献 3 の 2030 年陸上風力
電力（水力）	8.7	60	文献 3 の 2030 年中水力
電力（バイオマス）	28.1	87	文献 3 の 2030 年バイオマス専焼
電力（太陽光オンサイト）	10.5	17.2	文献 3 の 2030 年太陽光
電力（系統再エネ供給、オンサイト）	16.5	90	PV と風力の電力コストの平均値と託送料金の和。託送料金は各社の高圧標準接続送電サービスから試算した 5.4 円/kWh を用いた。

(4) 副生水素

石油化学、塩電解をはじめとする副生水素の製造コストについては、事業者ヒアリングを通しても、化石燃料を用いた水素と同程度と想定しているという以外に定量的な情報は得られなかった。そこで、本調査の他の水素製造コスト（WtG）との比較のための参考データとして、表 36 に　国産産業の副生及目的生産コストの試算例を示す。参照した資料では、副生水素の供給コストを代替燃料の調達コストと追加設備コストの和として試算している。代替燃料の調達コストは、主に発電用途を想定した燃料のコストを計上し、追加設備コストは、FCV 等のモビリティ向けの高純度（99.99%以上）の水素を想定した精製設備と出荷設備を想定している。2019 年の原料価格を想定した場合、製鉄では、22.0 円/Nm^3、苛性ソーダでは、16.4 円/Nm^3 とされている。

表 36　国産産業の副生及目的生産コストの試算例[60]

製造源	水素製造	2014 年コスト（円/Nm^3）	2019 年原料価格による試算コスト（円/Nm^3）			
			製造コスト	代替燃料コスト（代替燃料）	精製設備コスト（PSA）	合計
製鉄	副生	24～32	–	11.9	10.1	22.0
石油精製	目的生産	23～37	18.8	–	1.7	20.5
苛性ソーダ	副生	20	–	11.8	4.6	16.4
アンモニア	目的生産	–	22.5		2.5	25.0

2.6.2　Gate to Tank　(GtT)

(1) 国産水素　高圧水素配送

国産水素を圧縮水素の形態で需要家に配送するサプライチェーンは、2.5.2(5) で述べたものと同じものであり、水素ステーションのような小口需要家に対する配送サプライチェーンを想定する。圧力 20MPa、1 台当たり 3,000Nm^3 の輸送能力を持つ高圧水素トレーラーを使って、水素を配送するものとする。本サプライチェーンの形態と設定について、図 9 と表 22 を再掲する。

なお、本調査においては、国内配送に入る直前の水素の圧力は 3MPa (WtG) 及び 5MPa (GtT) と設定したため、貯蔵用の圧縮は参考として示し、コストや CI には含めていない。

[60] みずほ情報総研株式会社、副生水素供給ポテンシャルに関する調査、2020 年

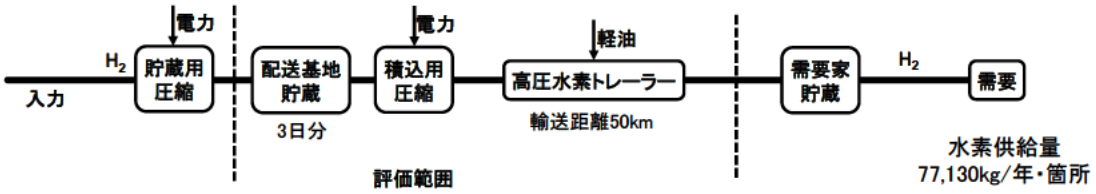


図 9　高圧水素国内配送サプライチェーンの構成（再掲）

表 22　高圧水素国内配送サプライチェーンの仕様と建設費（再掲）

	設定	建設費	備考
（入力）	形態：気体水素 質量流量：9.8kg/h 体積流量：109Nm^3/h 圧力：大気圧		
貯蔵用圧縮機（現状技術、参考）	流量（2系列合計）：9.8kg/h（109Nm^3/h） 圧縮比：10.0 系列数：2系列 消費電力：0.114kWh/Nm^3	9,300 万円	物質バランスから必要能力を設定、仕様・コストについては [38] に基づいて決定
供給側貯蔵（現状技術）	貯蔵量設定：3日分 余裕率：10% タンク容積：445m^3/系列 系列数：2系列	1.42 億円	[39] に記載の球形の加圧天然ガスタンクの仕様・取得価格をもとに2/3 乗則で必要規模のタンクの建設費を推定
積込用圧縮機（現状技術）	流量（2系列合計）：9.8kg/h（109Nm^3/h） 圧縮比：20.7 系列数：2系列 電力原単位：0.190kWh/Nm^3-H_2	9,500 万円	物質バランスから必要能力を設定、仕様・コストについては [38] に基づいて決定
高圧水素トレーラー（現状技術）	鋼製の長尺集合容器：20MPa、3,000Nm^3、1台（需要家留置分のトレーラー2台） 需要先にトレーラー部分を留置、使用済みの容器を回収。 燃料：軽油 燃費：3.4km/L ドライバー：2名	4,000 万円	トレーラーの仕様・価格は [40] を参照、燃費は [41] をもとに算出し、年間総走行距離と消費燃料の量から算出した値
（出力）	年間出力量：77,130kg-H_2		

(2) 国産水素液化水素配送

国産水素を液化し、液化水素ローリーで需要家に配送するサプライチェーンの構成を図 39 に示す。配送基地に液化機と液化水素貯蔵設備および装荷設備を含み、液化水素ローリーで配送する。液化水素は気化すれば需要家への引き渡し形態である気体水素が得られるため、需要家側の液化水素貯蔵設備は評価範囲に含まないものとする。本調査ではこのサプライチェーンの規模を、サプライチェーンにおいて最も高度で高価な設備である液化機の

規模を基準に決定する。2023 年現在、国内の既存の液化機[61]、および国内メーカーが製造できる最大規模の液化機[62]は 5t/日規模となっている。設備のスケールメリットや普及品を用いることによる運用上の信頼性等を考慮して約 5t/日の液化水素を同規模の複数の需要家に配送すると想定する。5t/日の液化量は本調査の想定の 19 需要家分に相当し、かつ 23kL 液化水素ローリーは 1 台が 1 回で 6 需要家分の水素を輸送することができることから、1 配送基地当たりローリーを 3 台使って 18 需要家に水素を配送するものと想定する。したがって、1 需要家当たりにかかる配送基地の設備費は 1/18、ローリーの設備費は 1/6 となる。

配送基地側から見ると、水素の年間輸送量は 78,146kg/年・需要家×18 需要家で合計 1,406,626kg/年となる。この数字には 18 需要家の年間水素需要に加えて、荷降ろし時に発生するフラッシュガスのロス分を含む。積込時のフラッシュロスおよび配送基地での貯蔵中のボイルオフガスは液化機に戻されて液化されるものとし、液化機の容量や原単位はこれらを考慮した数字である。これを時間当たりの液化水素流量に直すと約 2.51㎥/h となる。配送基地はこの 3 日分を貯蔵することができる液化水素タンクを保有しており、液化水素はそこから 3 台の 23kL 級液化水素ローリーに装荷される。3 台の液化水素ローリーはそれぞれ出荷基地と需要家の間の 50㎞ を 1 日 1 往復する。液化水素の積込時間は、積込後に液化水素の状態を落ち着かせるための静置時間も考慮して 4 時間とする。荷降時間は 1 時間とする。

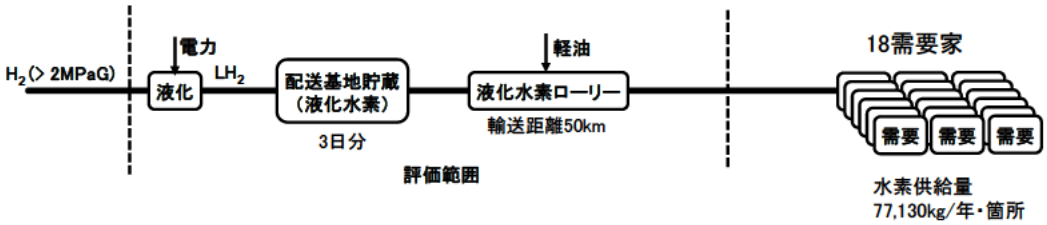


図 39　国産水素-液化水素国内配送サプライチェーンの構成

表 37　国産水素-液化水素国内配送サプライチェーンの仕様と建設費

工程	設定	建設費	
（入力）	形態：気体水素 質量流量：178kg/h 体積流量：1,983Nm^3-H_2/h 圧力：2MPaG 未満 年間入力量：1,406,626kg		18 需要家分
液化機	設備容量：5t/日 液化量：4.35t/日 液化原単位[62、63]：12.3kWh/kg-H_2 (1.10kWh/Nm^3-H_2) 系列数：1 系列	38.05 億円 （1 需要家当たり 2.11 億円）	18 需要家分
配送基地 貯蔵・装荷設備	貯蔵量設定：3 日分 タンク容量余裕率：10%	1.95 億円 （1 需要家	18 需要家分 建設費は [42] に記

[61] 2008 年 03 月 12 日岩谷産業ニュースリリース、2009 年 6月、営業運転開始千葉県市原市で液化水素製造プラントの建設開始東日本初の製造プラント、環境に配慮した製造方式、2008（リンク切れ）

[62] 山下他、水素液化貯蔵システムの開発、エネルギー資源学会論文誌、、37、4

[63] 日本船舶技術研究協会、液化水素技術国際ワークショップ報告書、2015 年 3 月.

（現状技術）	タンク容量：199m^3 系列数：1 系列 ボイルオフ率[42]：0.5%/日 電力消費[44]：0.055kWh/Nm^3-H_2 付帯設備建設比率（対タンク建設費）：20% 積込時フラッシュロス率[44]：1.3%	当たり0.11億円）	載されている液化水素タンクの容量と設備費より2/3 乗則とPCIを使って換算した。付帯設備費を含む。
液化水素ローリー輸送 （現状技術）	タンク容量：23kL 台数：3 台 燃料：軽油 燃費：3.4km/L ドライバー：2 名 積込・荷降時間：4 時間・1 時間	5,000 万円/台[42] （1 需要家当たり 833 万円）	1 台 6 需要家分 燃費は[41]をもとに算出し、年間総走行距離と消費燃料の量から算出した値
（出力）	荷降時フラッシュロス率[44]：1.3% 年間出力量：78,146kg		1 需要家分 ローリーからの液化水素荷降量

(3) 国産水素 MCH 国内配送

国産水素を MCH の形に変換して国内の小口需要家に配送するサプライチェーンの構成は図 40 のようになる。サプライチェーンへの入力は気体の水素で、トルエンに添加されて MCH 形態にされて輸送される。2.5.2(7) の輸入 MCH の国内配送チェーンと異なり、使用済みのトルエンは評価範囲外に送り返されるのではなく、再び水素添加装置に入力されて再使用される。配送基地側、需要家側ともに MCH とトルエンのタンクを備える。輸送はケミカルローリーで配送基地から需要家へ向かう往路では MCH を、需要家から配送基地へ向かう復路ではトルエンを輸送する。2.5.2(7) に記載の通り 20kL ローリーの配送能力を最大限に活用するため、配送基地は 5 需要家分の能力を持つものとする。水素の入力量は 446,852kg/年で、1 需要家当たり 89,370kg/年となる。これは 77,130kg/年の需要家供給量に水素添加、脱水素、精製プロセスでのロスを含んだ値である。このサプライチェーンの設定を表 38 に示す。

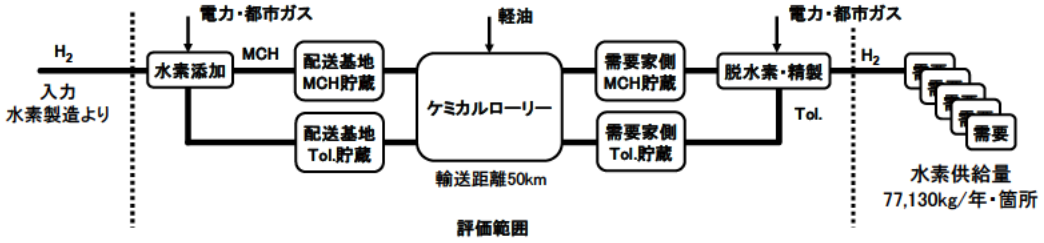


図 40 国産水素-MCH 国内配送サプライチェーンの構成

表 38 国産水素-MCH 国内配送サプライチェーンの仕様と建設費

工程	設定	建設費	備考
（入力）	形態：気体水素 体積流量：630 Nm^3-H_2/h		5 需要家分

	質量流量：56.7 kg-H_2/h 年間取扱量：446,852kg-H_2/年		
水素添加 （芳香族の水素添加プラントは現状技術）	設備容量：7,098 t-MCH/年 電力原単位：93.3 kWh/t-MCH 副生成物処理電力原単位：0.4 kWh/t 熱原単位：41.4 MJ/t-MCH 燃料：天然ガス 水素添加による発熱は回収して利用	2.5 億円（1 需要家当たり 0.5 億円）	諸元・コストともに[46]をもとに推算
配送基地貯蔵 （現状技術）	MCH 貯蔵量設定：1 日分 トルエン貯蔵量設定：3 日分 タンク容量余裕率：10% 系列数：各 1 系列 MCH タンク容量：31m^3 トルエンタンク容量：93m^3 電力原単位：0.659 kWh/t-MCH	0.65 億円（1 需要家当たり 0.13 億円）	タンク建設費 × 1.2 が配送基地建設費。タンク建設費は容量から[45]の計算式と PCI に基づいて計算
国内配送 （現状技術）	容量：20kL 台数：1 台 燃料：軽油 燃費：3.4km/L ドライバー数：1 名 積込・荷降時間：1 時間・1 時間	1,800 万円（1 需要家当たり 360 万円）	ローリー価格は[42]を参照、燃費は[41]に基づいて算出した値
需要家側貯蔵 （現状技術）	MCH 貯蔵量設定：ローリー1 台分 トルエン貯蔵量設定：ローリー1 台分 タンク容量余裕率：20% 系列数：各 1 系列 MCH タンク容量：24m^3 トルエンタンク容量：24m^3 電力原単位：0.659 kWh/t-MCH	0.36 億円	考え方は配送基地貯蔵と同様
脱水素・精製 （実証段階の技術大型化が必要）	設備容量：1,420t-MCH/y 水素精製方式：PSA 脱水素+精製効率：90% 電力原単位：219.3 kWh/t-MCH 熱源単位：2,440 MJ/t-MCH 熱源：精製オフガス+都市ガス	0.52 億円	設備の諸元については[46]をもとに推定、コストについては[42]に基づいて算出
（出力）	年間出力量：77,130kg-H_2		

(4) 水素パイプライン

国産水素の水素パイプライン配送は、2.5.2(8) に記載した輸入水素の水素パイプライン配送と同じものであり、輸送距離は 10km、鋼管を使った埋設パイプラインとし、付臭は行わない。最大圧力は 0.9MPaG の中低圧パイプラインとする。サプライチェーンの形態と設定として、図 12 と表 25 を再掲する。

なお、本調査においては、国内配送に入る直前の水素の圧力は 3MPa (WtG) 及び 5MPa (GtT) と設定したため、貯蔵用の圧縮は参考として示し、コストや CI には含めていない。

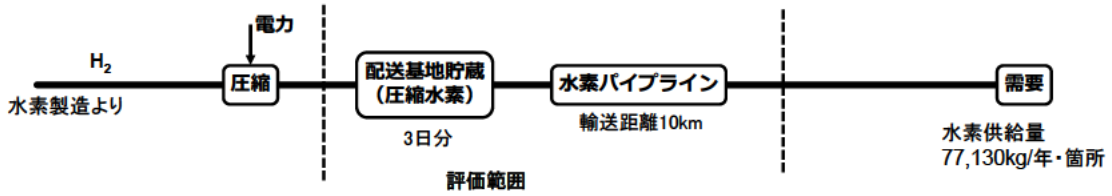


図 12　水素パイプライン配送サプライチェーンの構成（再掲）

表 25　水素パイプライン配送サプライチェーンの仕様と建設費（再掲）

	設定	建設費	備考
（入力）	形態：気体水素 圧力：大気圧 質量流量：9.8 kg/h 体積流量：109 Nm^3/h 年間入力量：77,130 kg		
圧縮機 （現状技術、参考）	流量（2 系列合計）：9.8 kg/h（109 Nm^3/h） 圧縮比：9.9 系列数：2 系列 消費電力：0.115 kWh/Nm^3–H_2	9,321 万円	物質バランスから必要能力を設定、仕様・コストについては[38]に基づいて決定
配送基地貯蔵 （現状技術）	貯蔵量設定：3 日分 余裕率：10% タンク容積：436m^3/系列 系列数 2 系列	1.40 億円	[39]に記載されている球形の加圧天然ガスタンクの仕様・取得価格をもとに 2/3 乗則で必要規模のタンクの建設費を推定
水素 パイプライン （現状技術）	延長：10km 敷設方式：埋設 材質：SGP 白管 口径：1.25 inch（32A 相当） 敷設単価：22,621 円/m 付臭：なし（付臭以外の方法による漏洩検知を行うとする）	2.26 億円	設定の考え方については 2.5.2(8) に記載
（出力）	年間出力量：77,130 kg–H_2		

(5) メタン

図 41 に合成メタンの国内製造の場合の構成を示す。このサプライチェーンでは、水素と CO_2 を原料としてメタネーション反応により合成メタンを製造、負荷変動等に対応するための平均的な生産量の 3 日分をガスホルダーによって蓄え、合成メタンは、都市ガスパイプラインネットワークに注入することを想定している。都市ガスパイプラインネットワークの費用は、実際には他の設備同様に固定費と変動費から構成されるが、本調査では、既存の都市ガスパイプラインネットワークを利用する想定として、託送費用を変動費として計上した。原料 CO_2 は、主にコスト見積の観点から工場や発電所における回収した CO_2 を想定した。価格は、苫小牧の CCS 実証事業の成果に基づき、1 Mt/年の規模で試算[64]された CO_2 回収費用

[64] T. Nakagaki, Cost of CCS-Current & Future Trends -, Japan-Asia CCUS Forum 2020, 2020, https://jp.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/sites/3/2020/10/2-5_PD3-Nakagaki_E.pdf

2,600 円/ t -CO_2 に陸上パイプラインによる 100km の輸送コストを加えた 3,000 円/t-CO_2 とした。

表 39 にメタンの設定と現状の性能等を示す。

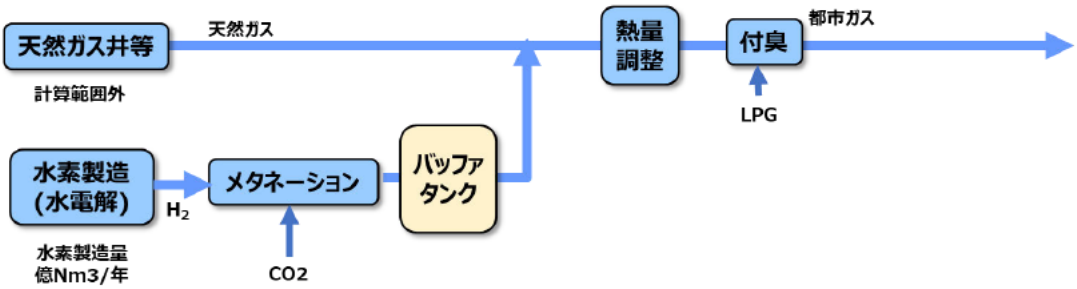


図 41　合成メタン（国内製造）

表 39　メタンチェーンの設定と現状の性能等

工程	設定	建設費	備考
メタネーション	設備容量　315 万 Nm^3/年(400 Nm^3/h　1 系列) 水素利用率 99% 0.32kWh/Nm^3-CH_4	4.6	文献[65]の設備費用を用いてスケール則を用いて補正
供給側貯蔵	球形ガスホルダー3,275 m^3　1 基　0.98 MPa 圧縮機1基	5.3	
パイプライン	既設パイプラインによる託送料金 4.5 円/Nm^3-CH_4(想定流量:約 300Nm^3/h)	-	変動費として計上 大阪ガス資料参照[66]（100 万 m^3 超 5.08 円/m^3)をベースとして、都市ガス中の合成メタン熱量をもとに計算(低圧加算、中圧割引、高圧割引料金相当額は含まず)
原料 CO_2	3,000 円/t-CO_2(CO_2 回収分離 2,600 円/t-CO_2　輸送 400 円/t-CO_2)	-	

2.6.3　計算結果

(1) WtG

図 42 に国産 WtG のコスト分析結果を示す。化石燃料を用いた水素製造のほうが再生可

[65] 日本製鋼所他、再エネ水素と排ガス CO_2 によるメタン合成および都市ガスグリッド利用を目指した Power to Gas システムの研究開発、2017 年、石炭フロンティア機構他、中国におけるメタネーション技術の導入可能性調査、2022 年

[66] https://home.osakagas.co.jp/price/takusou/index html　2023/1/26 検索

能エネルギーを用いた技術よりも安価な傾向であることがわかる。図 42 では、国産の天然ガスを用いた CCS 付の天然ガス水蒸気改質による水素コストが最も安価である。これは国産の天然ガスのコストを採掘費用程度と想定したためである。再生可能エネルギーを用いる水電解では、水力発電の電力を用いる場合が最も安価である。輸送技術や配送先と組み合わせた分析の結果は、2.6.3(3) を参照されたい。

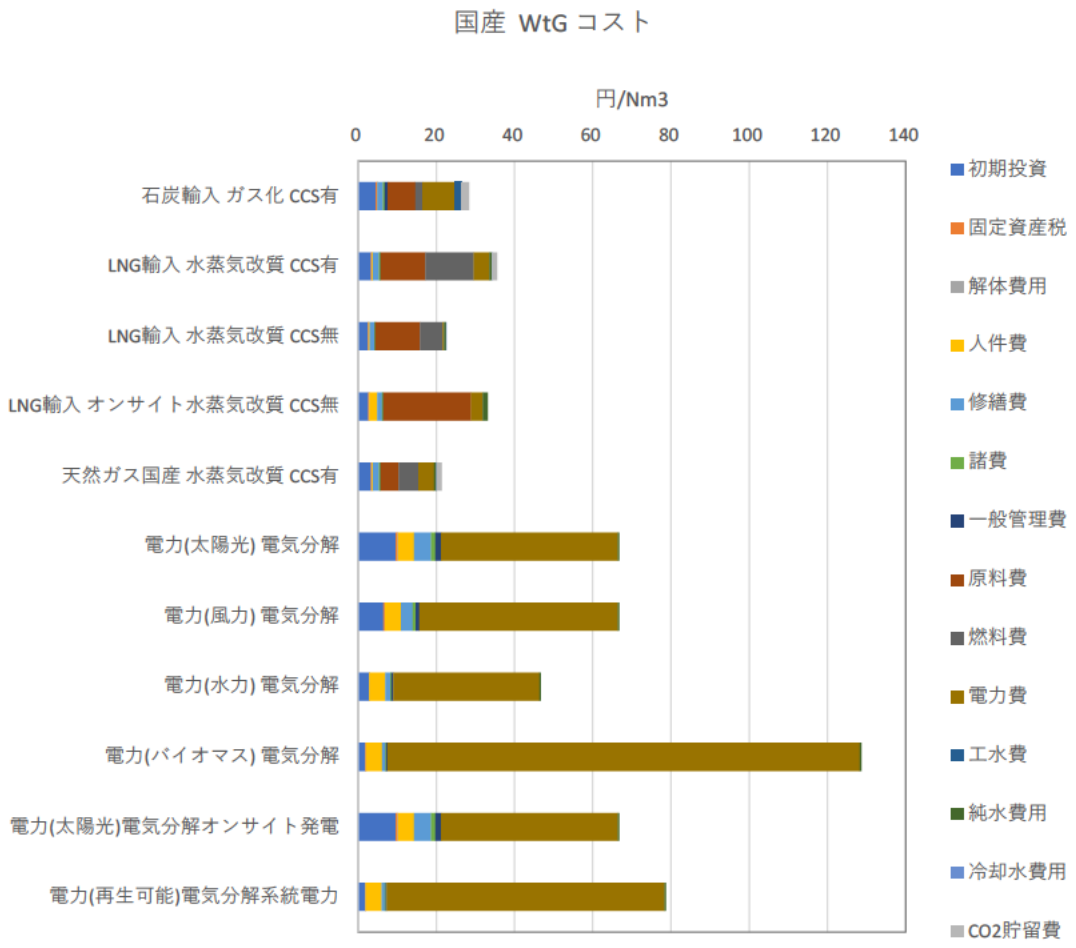
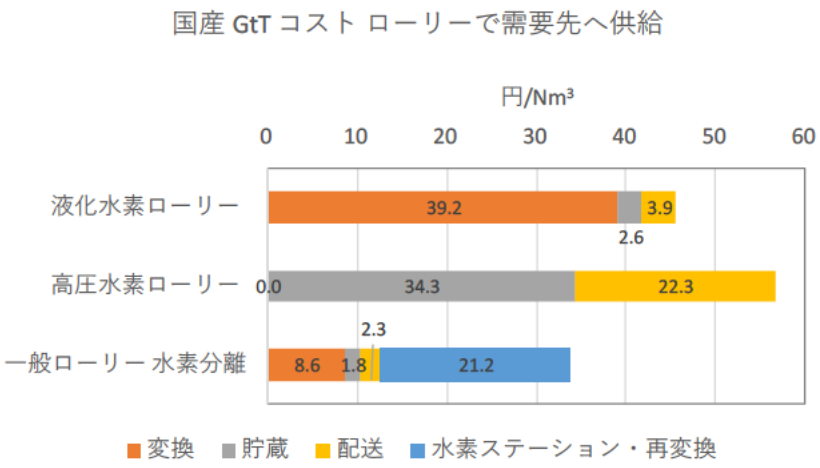


図 42　国産 WtG のコスト分析結果

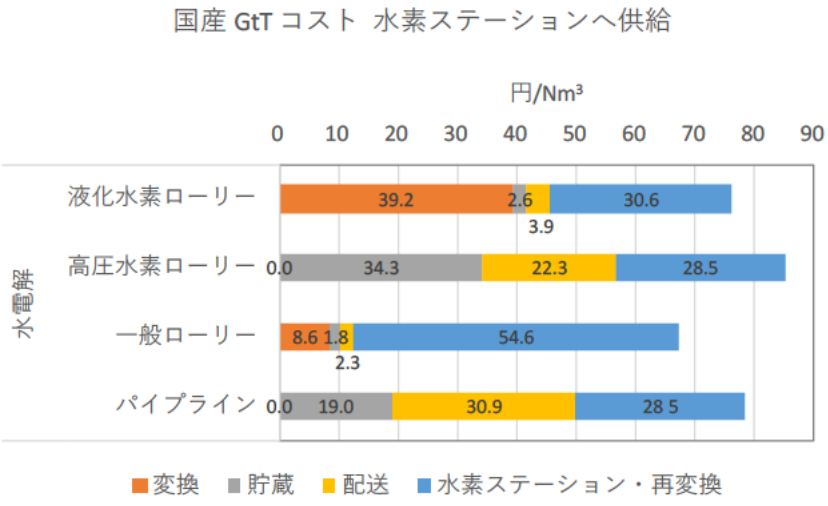
(2) GtT

図 43 から図 45 に国産 GtT のローリーで需要先へ供給のコスト分析結果、国産 GtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果、国産 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果を示す。図の下の表は、凡例の工程名と各キャリアの工程や技術の対応を示す。



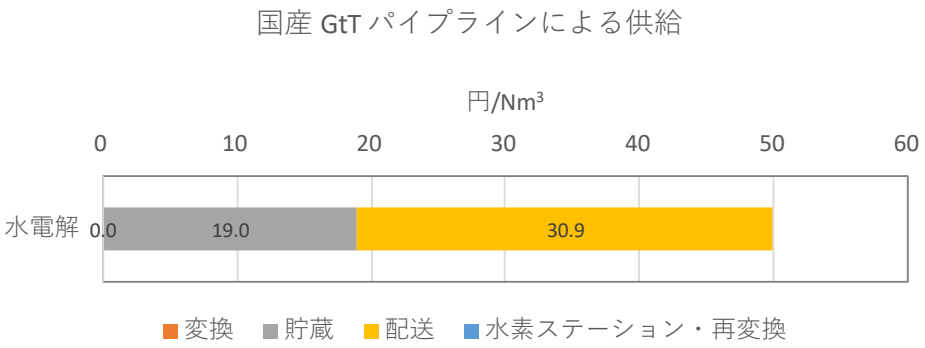
	GtT			
	変換	貯蔵	配送	水素ステーション　再変換
液化水素	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	-
高圧水素	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出荷	高圧水素ローリー	-
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素分離

図 43　国産 GtT のローリーで需要先へ供給のコスト分析結果



	GtT			
	変換	貯蔵	配送	水素ステーション　再変換
液化水素	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	水素ステーション
高圧水素	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出荷	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素ステーション
高圧水素	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出荷	パイプライン	水素ステーション

図 44　国産 GtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果



	GtT		
	変換	貯蔵	配送
水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン

図 45　国産 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果

(3) WtT の例

ここでは、WtG と GtT の結果を組み合わせて代表的なサプライチェーンのコストの例を表現した。WtG は国内の風力による水電解の結果を用いており、GtT によって WtG の数値が異なるのは、変換による損失を考慮しているためである。これは、2.6.3(1) で示したコストは、WtG（水素製造プラント出口）の水素 1Nm³ 当たりのコストであり、WtT のコストは、輸送や変換に伴う水素の損失を考慮した WtT 出口での水素 1 Nm³ 当たりのコストで示す必要があるためである。WtT の WtG 部分（水素製造）のコストは、WtG のコストに表 40、表 41 の係数を乗じることで求めることができる。

表 40　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（液化水素、高圧水素、MCH）

	変換係数
液化水素	1.00
高圧水素	1.00
MCH	1.16

※変換係数は、GtT 入口と出口の水素量の比。液化水素と高圧水素の移送時の損失は捨象した。WtG コスト（円/Nm³）に本表の数値を乗じることで WtT の水素製造コスト（円/Nm³）となる。

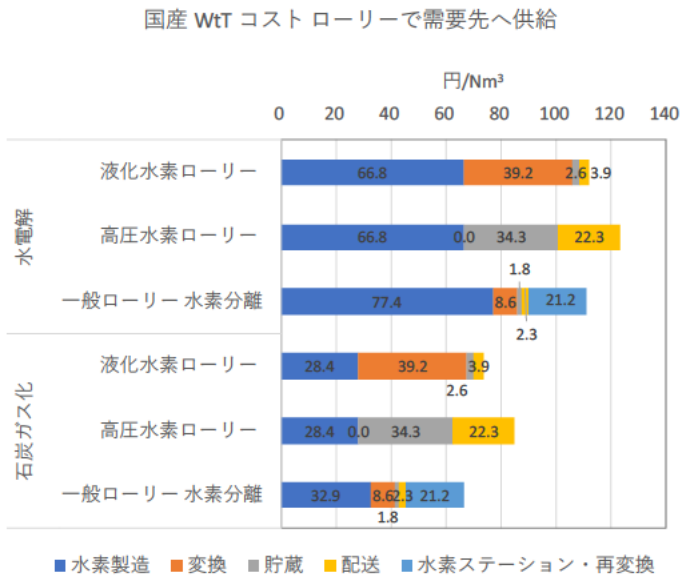
表 41　WtG から WtT の水素製造コストへの変換係数（合成メタン）

	変換係数
合成メタン	0.112

※変換係数は、GtT 入口水素量と出口メタン量の比をメタンの熱量で除して算出。WtG コスト（円/Nm³）に本表の数値を乗じることで WtT の水素製造コスト（円/MJ）となる。

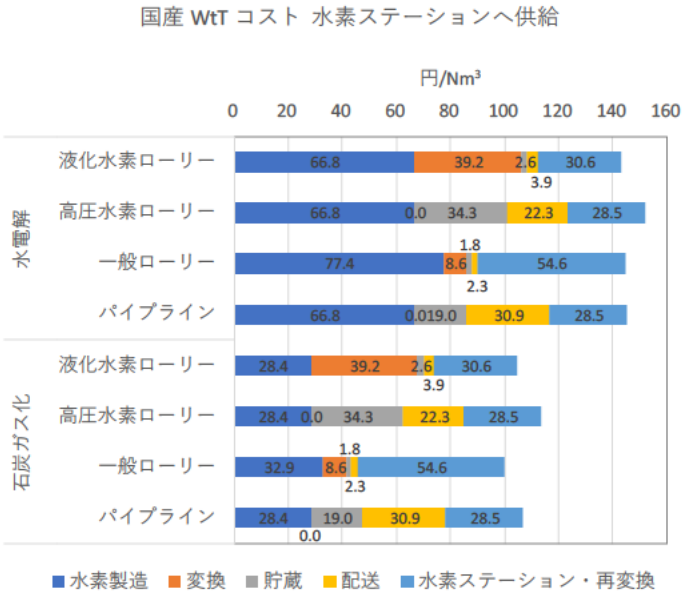
図 46 から図 48 に国産 WtT のローリーで需要先へ供給によるコスト分析結果、国産 WtT

の水素ステーションへの供給のコスト分析結果、国産 WtT のパイプラインによる水素供給のコストの分析結果を示す。図の下の表は、凡例の工程名と各キャリアの工程や技術の対応を示す。



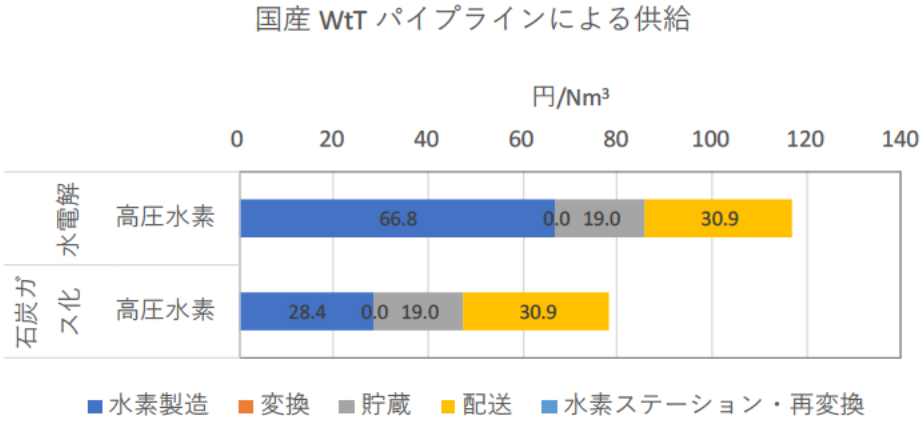
	WtG	GtT			
	水素製造	変換	貯蔵	配送	水素ステーション・再変換
液化水素	水電解	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	-
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	-
MCH	水電解	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素分離
液化水素	石炭ガス化	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	-
高圧水素	石炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	-
MCH	石炭ガス化	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素分離

図 46　国産 WtT のローリーで需要先へ供給によるコスト分析結果



	WtG	GtT			
	水素製造	変換	貯蔵	配送	水素ステーション・再変換
液化水素	水電解	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	水素ステーション
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水電解	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素ステーション
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン	水素ステーション
液化水素	石炭ガス化	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	水素ステーション
高圧水素	石炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	石炭ガス化	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素ステーション
高圧水素	石炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン	水素ステーション

図 47　国産 WtT の水素ステーションへの供給のコスト分析結果

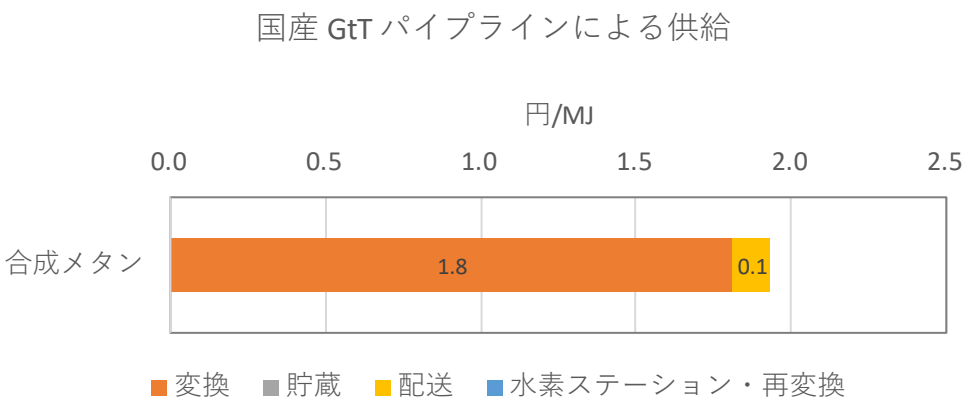


	WtG	GtT		
	水素製造	変換	貯蔵	配送
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン
高圧水素	石炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン

図 48　国産 WtT のパイプラインによる水素供給のコストの分析結果

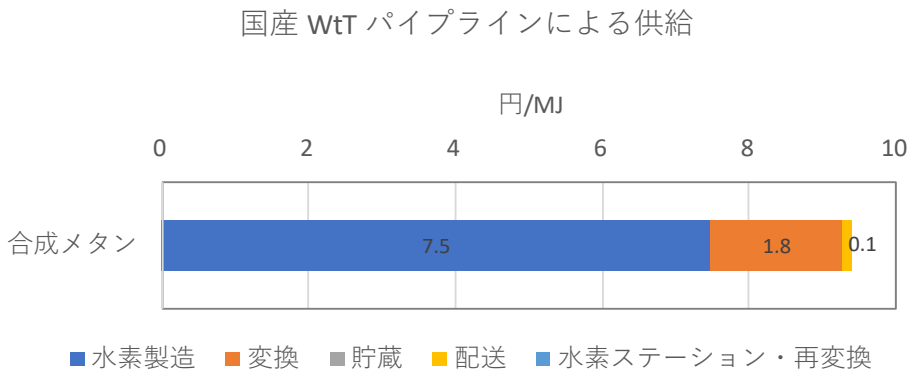
(4) 直接利用の場合（参考）

図 49、図 50 に国産 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果（参考）、国産 WtT のパイプラインによる合成メタン供給のコスト分析結果（参考）を示す。



	GtT		
	変換	貯蔵	配送
合成メタン	メタネーション	-	パイプライン

図 49　国産 GtT のパイプラインによる水素供給のコスト分析結果（参考）



	WtG	GtT		
	水素製造	変換	貯蔵	配送
合成メタン	水電解	メタネーション	-	パイプライン

図 50　国産 WtT のパイプラインによる合成メタン供給のコスト分析結果（参考）

2.6.4　感度分析

図 51 に LNG 輸入のオンサイト水素製造コストの都市ガス価格依存性を示す。このように、水素製造コストは、都市ガス価格に比例しており、高い感度を持っていることがわかる。

図 52 に国内配送を含む水電解水素の WtT の水素コストの距離依存性を示す。液化水素ローリーは、積み込み時間とその後の静置時間が影響し、今回の変化幅である 50km から 150kmの間では輸送距離によらず 1 日 1 往復するため、距離に依存する費用は燃料代のみとなる。また、50km の場合のローリー部分のコストは 3.9 円/Nm^3 と水素製造や貯蔵に起因するコストに比べて小さいため、輸送距離に高い感度は有さないことがわかる。

高圧水素トレーラーは、輸送距離が 50 から 100km へ増えるとトレーラーの数が増加するため設備コストが増加する。高圧水素トレーラーは、1 台当たりの輸送水素量が液化水素や MCH よりも少ないため、トレーラー数が増加した場合の水素当たりのコスト増は、液化水素や MCH よりも大きい。100 から 150km に同じ量の水素を供給する場合は 100km の場合のトレーラーの数で賄えるため、液化水素同様に距離の増加による燃料消費の増加のみのため、100km から 150km への場合のコスト増加は小さい。MCH も液化水素同様に一般ローリーのコストが WtT 全体に占める割合が小さく、ローリー部分だけでは距離に比例するコストとなっているものの、WtT 全体では輸送距離に高い感度は持ってない。

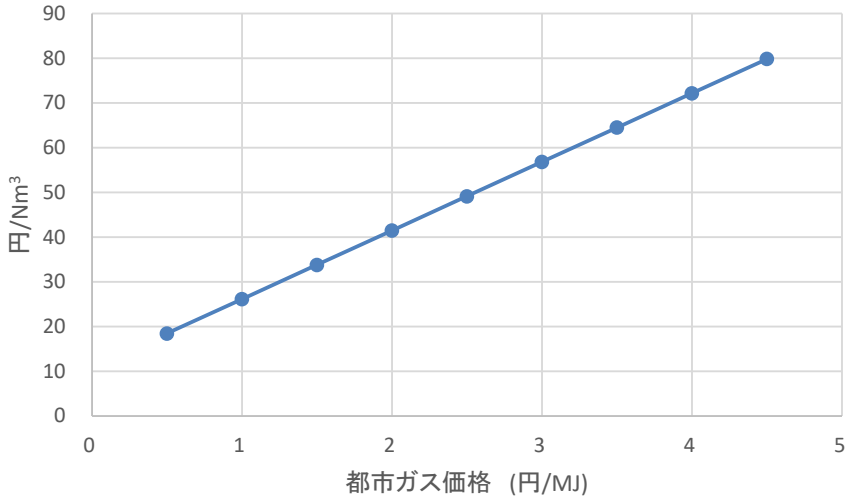


図 51　LNG 輸入のオンサイト水素製造コストの都市ガス価格依存性

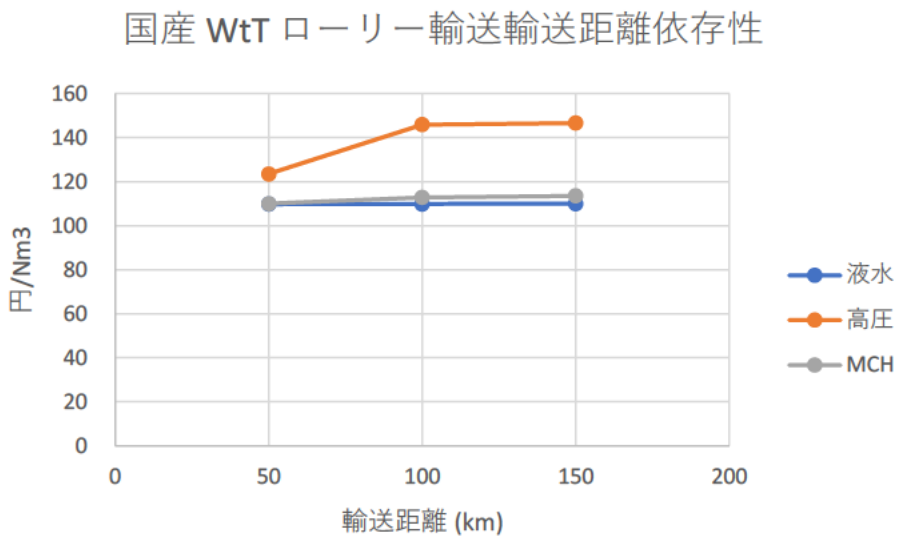


図 52　国内配送を含む水電解水素の WtT の水素コストの距離依存性

図 53 に国産 GtT の液化水素ローリー配送の輸送量に関する感度分析結果を示す。国内で用いられている液化機の一般的な液化能力は、5tpd であることから、輸送量が増えた場合は系列増加で対応すると考えて、系列当たりの液化能力の増加は考慮していない結果、処理量を増加させた場合もおおむねコストは変化していない。

図 54 に国産 GtT の高圧水素トレーラー配送の輸送量に関する感度分析結果を示す。出荷用のタンクは処理量が増えることで、貯槽の容量が大きくなることでスケールメリットが生じ、水素当たりのコストは低下している。

図 55 に国産 GtT の MCH のローリー配送の輸送量に関する感度分析結果を示す。処理量が増加することで、脱水素プラントの系列当たりの能力が増え、スケールメリットによって水素コストが低下している。

図 56 に国産 GtT のパイプラインの輸送距離に関する感度分析結果を示す。ここでは、初期の想定と同じ口径のパイプラインを想定したため、輸送距離におおむね比例するようにコストが増加している。

図 57 に国産 GtT のパイプラインの輸送量に関する感度分析結果を示す。輸送量が増加する場合は、パイプラインの径を増加させるため、工事費も増加するが、輸送できる水素増加するため、ネットでは、コストが低下していることがわかる。

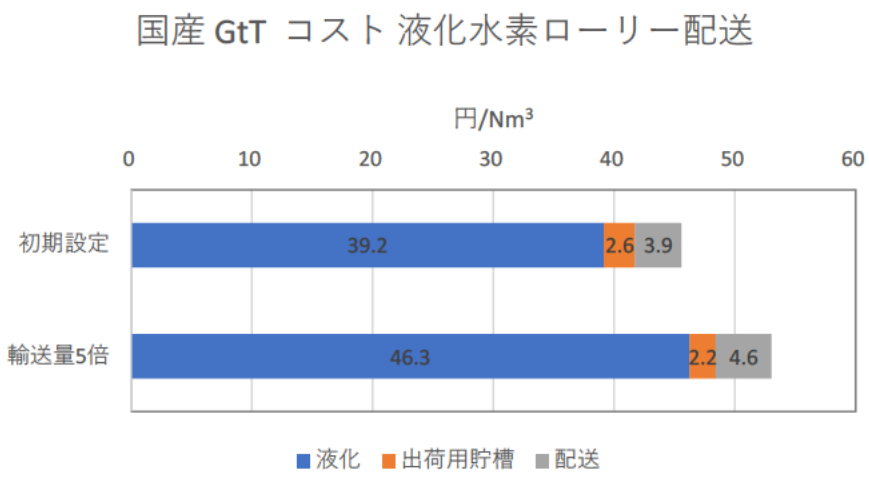


図 53 国産 GtT の液化水素ローリー配送の輸送量に関する感度分析結果

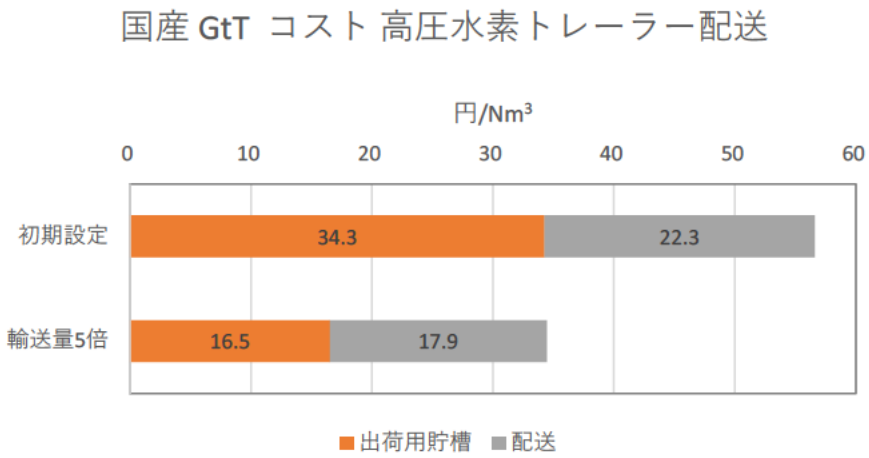


図 54 国産 GtT の高圧水素トレーラー配送の輸送量に関する感度分析結果

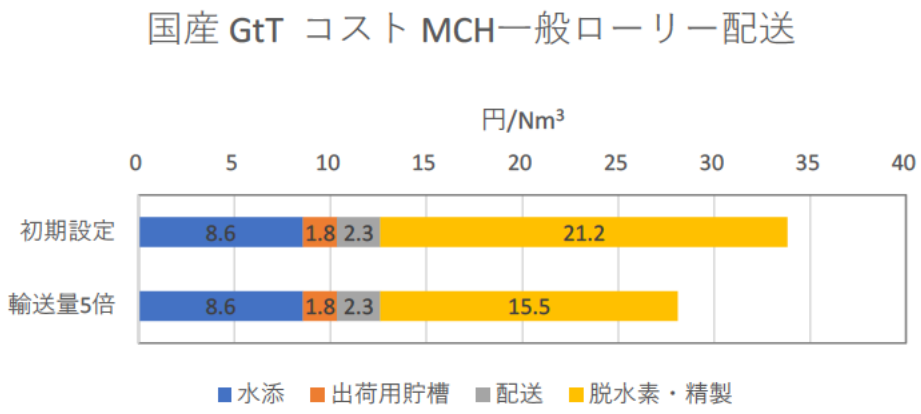


図 55 国産 GtT の MCH のローリー配送の輸送量に関する感度分析結果

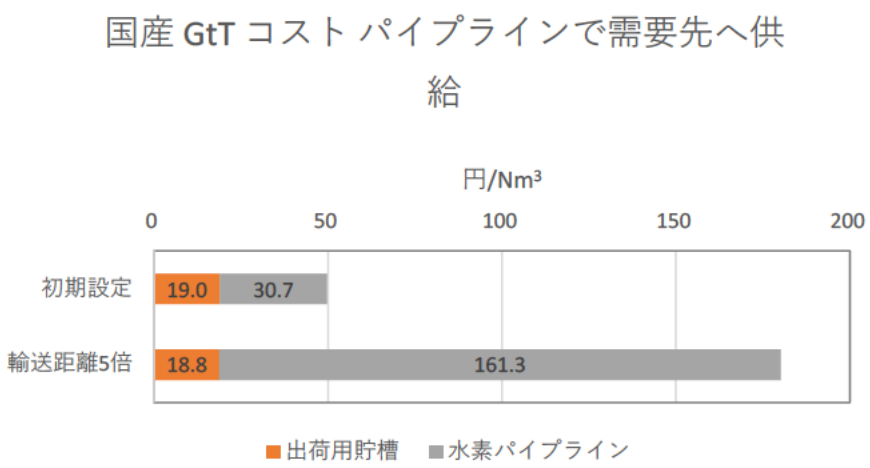


図 56 国産 GtT のパイプラインの輸送距離に関する感度分析結果

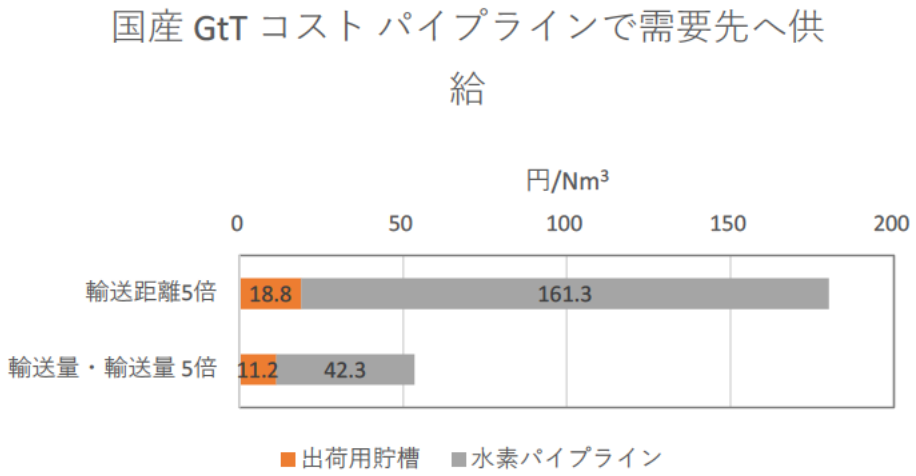


図 57 国産 GtT のパイプラインの輸送量に関する感度分析結果

3. 水素の非化石価値の顕在化に向けた 調査・分析

3.1 CO_2等排出量の測定方法等の調査

本章では、水素製造・輸送による CO_2 等排出量の測定及び認証に関する海外の方法論や考え方の調査・比較を行うことで水素の非化石価値の顕在化に向けた 調査・分析を実施した。具体的には、水素製造・輸送による CO_2 等排出量の測定及び認証に関する海外の方法論の調査として、以下の調査対象資料について、水素製造・輸送による CO_2 等排出量の測定及び認証に関する方法論の調査を行い、使用目的、市場、対象となっているガス種、適用範囲、境界、測定方法、計算方法等を含む方法論の調査を行い、抽出した要素を評価範囲、閾値、特徴の項目に整理し、比較を行った。

調査資料： EU タクソノミー、CertifHy、豪州の水素の原産地証明制度、英国における低炭素水素基準、IPHE における CO_2 の排出量測定方法論、CO_2 フリーWG 事務局提出資料

3.1.1 CO_2等排出量の測定方法の前提条件

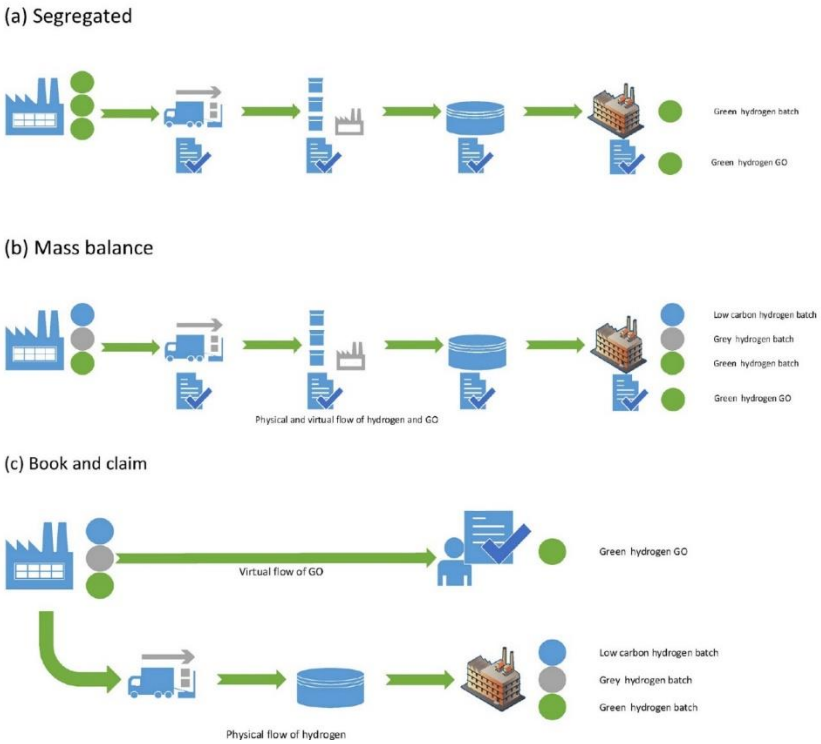
(1) 認証制度におけるトラック方法

一般に原産地証明（Guarantee of Origin：GO）においてはトラッキングが必要であり、一般的には図 58 に示す 3 つの方式がある。

(a) Segregated（セグリゲーション方式）：
製造から利用まで完全に他のサプライチェーンとは独立させる。

(b) Mass Balance（マスバランス方式）：
多様な属性が同一のサプライチェーンに乗っており、特定属性の製造量と消費量だけバランスさせる。

(c) Book and Claim（ブックアンドクレーム方式）：
多様な属性が多様なサプライチェーンに乗っているが、属性と物品が切り離されており、それぞれが個別に取引される。



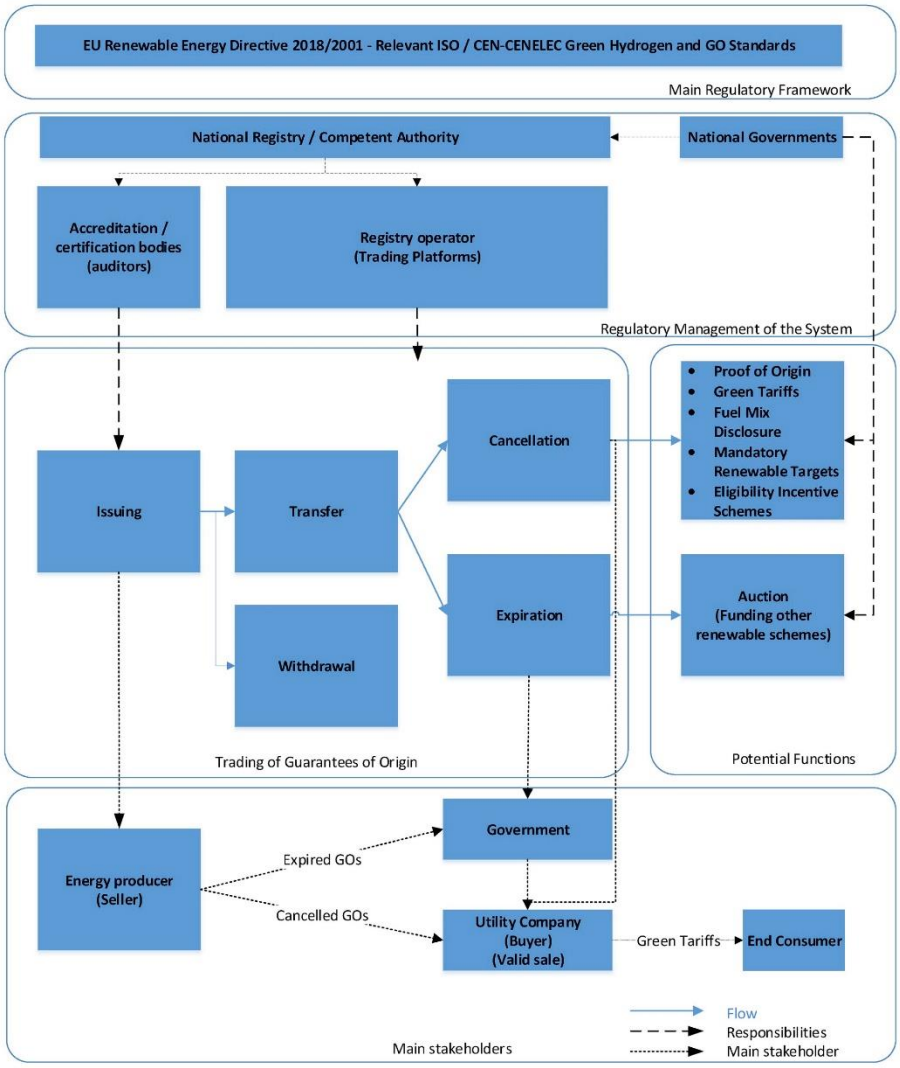
出典：Anthony Velazquez et al.「Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges」(Energy Policy, Volume 138, March 2020, 111300)
https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520300586

図 58　トラッキング方法の違い

バイオ燃料のようにサプライヤが少ない場合やサプライチェーンが比較的単純な場合はマスバランス方式を採用しているが[67]、電力の GO ではブックアンドクレーム方式が採用されており、ガス（水素を含む）の GO でもブックアンドクレーム方式が採用される。

欧州における電力・ガスの GO 制度の詳細（発効・移転・消費まで）を図 59 に示す。

[67] バイオ燃料に関する欧州委員会の方針では、マスバランス方式を採用している。
Communication from the Commission on voluntary schemes and default values in the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme. (2010/C 160/01)では、
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ%3AC%3A2010%3A160%3A0001%3A0007%3AEN%3APDF



出典：Anthony Velazquez et al.「Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges」(Energy Policy, Volume 138, March 2020, 111300)
https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520300586

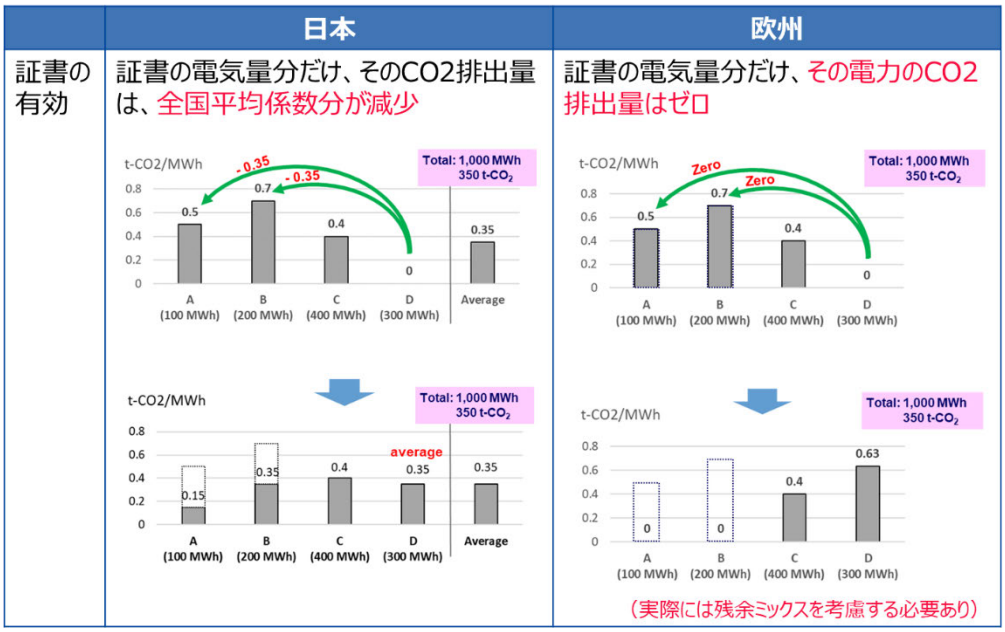
図 59　欧州における電力・ガスの GO 制度の詳細

(2) 電力の GHG 排出量

水電解で水素製造するには電力を用いるため、電力の CO_2 原単位（kg-CO_2/kWh）が水素の GHG 排出量に直接的に影響する。この場合、電力では非化石証書（欧州では Green Power Certificate）を適用して、電力の原単位を削減することが行われるが、日本と欧州では証書の有効性が異なることに留意が必要である（図 60、図 61）。

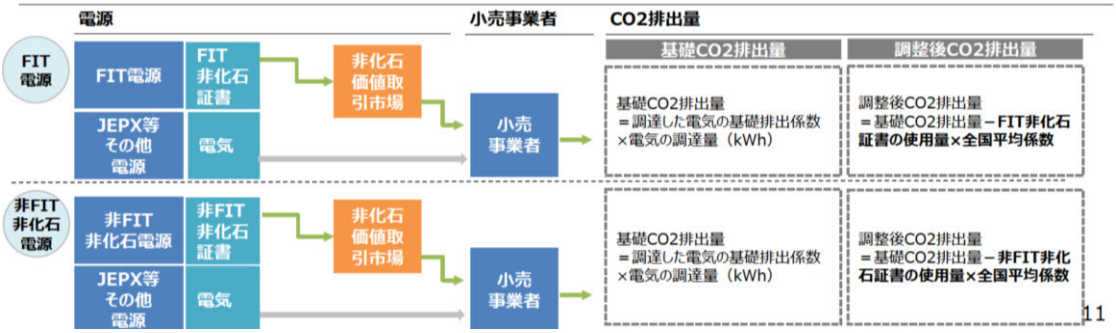
日本では非化石証書を適用した場合には、その証書に記載された電力量に相当する量について CO_2 排出量は全国平均分だけ減少するが、欧州では相当量の CO_2 排出量がゼロになる。

なお、欧州と同様の考えは、米国や豪州でも採用されている。



出典:IAE 作成

図 60　電力の非化石証書・グリーン電力証書の有効性の違い



出典: 経済産業省「現行の係数算出方法における課題と対応」(温対法に基づく事業者別排出係数の算出方法等に係る検討会事務局、2020 年 4 月 16 日)
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ontaiho_haisyutsu/pdf/017_03_00.pdf

図 61　(参考資料) 日本の非化石証書

3.1.2 EU タクソノミー

(1) 背景と経緯

欧州連合（EU）は 2019 年 12 月に、いわゆる「欧州グリーンディール（European Green Deal)」[68]を発表し、GHG 排出量削減を達成しつつ経済活動とイノベーションを促進する成長戦略を描いた。この欧州グリーンディール推進にはまずは公的資金[69]による支援が必要であるが、公的資金がなくても民間が自ら経済活動をグリーン化させることを目的に「EU タクソノミー規則（Taxonomy Regulation)」が策定された[70]。

EU タクソノミーは、排ガス規制のように企業活動を直接縛るものではなく、金融・投資を通じて、将来の産業活動をより持続可能な方向に誘導することが目的である。いわゆる ESG 投資への動きとも連携するので、義務や規制ではないものの、産業界としては無視できないものになっている[71]。

EU タクソノミー規制は EU の執行機関である欧州委員会（European Commission：EC）が 2018 年 5 月に素案を作成、パブリックコメントや欧州議会と閣僚理事会での審議を経て 2020 年 6 月に最終規制が発表され、直後の 7 月に発効した。この段階ではまだ基本方針が示されただけで、EU タクソノミーの詳細リストの作成は EC に委ねられた[72]。

EC は EU タクソノミーの詳細リスト案[73]を 2020 年 4 月に発表、パブリックコメントを経て、2021 年 6 月に確定した。

なおタクソノミー全体として言えることは、現状の電力の GHG 排出原単位を 100 gCO_2e/kWh 以下と規定しており、これを徐々に低減させて、2050 年までにゼロとさせることとしている（図 62)。

---

[68] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

[69] 公的資金の例：グリーンディール投資計画（European Green Deal Investment Plan)、サステナブル・ヨーロッパ投資計画（Sustainable Europe Investment Plan)、官民ファンド「InvestEU」。

[70] Regulation on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) 2019/2088

[71] EU タクソノミーでは、経済活動のグリーン化と持続可能化のために、「環境目的を著しく阻害しないこと（Do no significant harm：DNSH)」という原則を掲げている。これは以下の 6 項目からなる。
(1) 気候変動の緩和、(2) 気候変動への適応、(3) 水・海洋資源の持続可能な利用と保護、(4) 循環型経済への移行、(5) 汚染の予防と管理、(6) 生物多様性とエコシステムの保護・再生

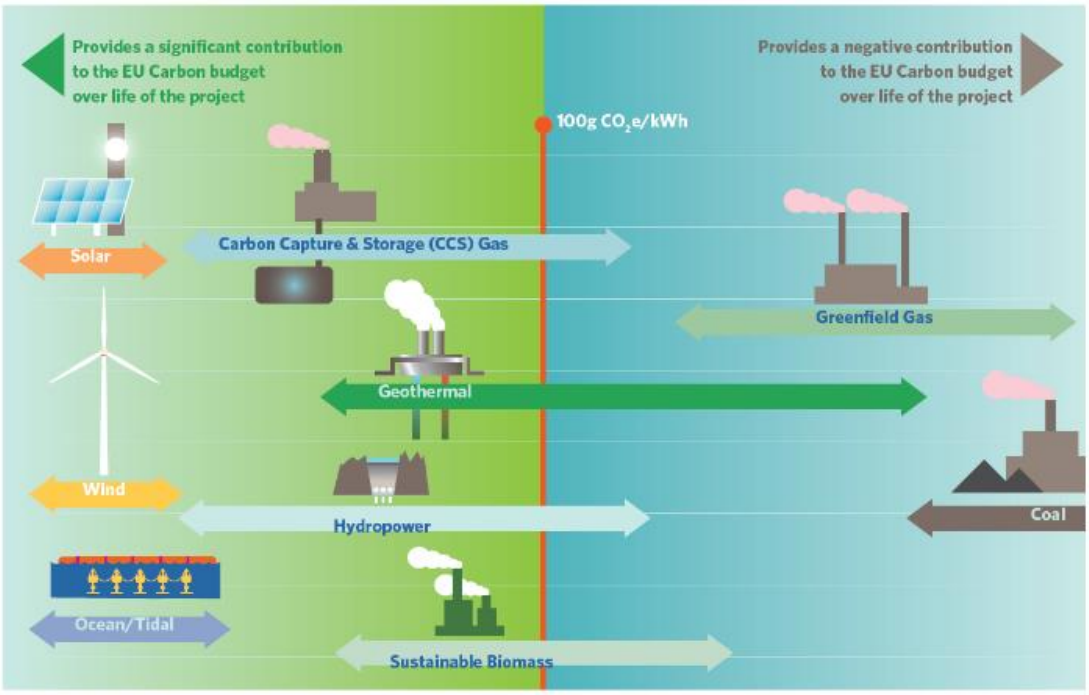
[72] 本来は立法機関ではない EC が、欧州議会と閣僚理事会の委任を受けて細則を策定することを委任法令（Delegated Act）という。EU タクソノミーの詳細リストも委任法令として策定されている

[73] このリストの作成のために、EC は 2018 年 7 月に、AIG Europe（保険会社)、Bloomberg（経済情報サービス)、BNP Paribas（銀行)、Carbon Disclosure Project（企業活動評価 NGO)、Luxembourg Stock Exchange（証券取引所)、Swiss Re（再保険会社)、Unilever（消費財メーカー)、WWF（環境 NGO）等の金融や投資関連企業・組織の専門家 30 数名からなる Technical Expert Group on sustainable finance（TEG）を設置した。TEG は 2020 年 3 月に詳細リストの素案となるテクニカルレポートを発表している。

表 42　EU タクソノミー規制の経緯

2018 年 5 月	欧州委員会によるタクソノミー規制案
2020 年 3 月	テクニカル・エキスパート・グループ（TEG）によるスクリーニング基準（DNSH）最終報告
2020 年 6 月	タクソノミー規制成立
2020 年 7 月	タクソノミー規制発行
2021 年 4 月	欧州委員会による委任規則（詳細リスト）案 （この後パブリックコメント実施）
2021 年 6 月	委任規則（詳細リスト）の採択
2021 年 12 月	EC による委任規則改定案（原子力発電と天然ガス発電の追加）
2022 年 2 月	改定委任規則の採択

出典：各種資料より IAE 作成



出典：TEG テクニカルレポート（2020 年 3 月）

図 62　TEG が規定する電力の GHG 排出量基準（注：中心線が 100g CO_2e/kWh）

(2) 水素の閾値

詳細リストは「気候変動の緩和リスト」[74]と「気候変動への適応リスト」[75]からなるが、水

[74] ANNEX I "Technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives"

[75] ANNEX II "Technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change adaptation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives"

素はその両方に記載がある[76]。

「気候変動の緩和リスト」の「水素製造（Manufacture of hydrogen)」の項目では、化石燃料由来水素の GHG 排出量（94 g CO_2e /MJ ＝ 11.3 kg-CO_2e /kg-H_2）をベースラインとして、水素では 73.4%削減（＝ 3 kg-CO_2e/kg-H_2）を、水素由来合成燃料では 70%削減を基準としている（表 43、表 44、表 45)。

表 43　EU タクソノミーにおける水素：Annex I（緩和策）

項目	3.10. Manufacture of hydrogen
該当する活動	水素と水素ベースの合成燃料の製造
技術要件: 気候変動の緩和	Directive (EU) 2018/2001 の Article 25(2)と Annex V に従い、ライフサイクル GHG おいて、比較対象の化石燃料 94 gCO_2e/MJ より、水素では 73.4%削減（ライフサイクル GHG 排出量 3tCO_2e/tH_2 未満）、水素ベースの合成燃料では 70%削減とする。 ライフサイクル GHG 排出削減量は、Directive (EU) 2018/2001 の第 28 条(5)、あるいは代替的に ISO 14067:2018 あるいは ISO 14064-1:2018 にて計算する。 ライフサイクル GHG 排出削減量の定量化は、Directive 2018/2001 第 30 条か、独立した第三者によって証明する。 製造工程から排出される CO_2 を回収して地下貯蔵する場合、本付属書の 5.11 と 5.12 に記載された技術的審査基準に従って、CO_2 を輸送し地下貯蔵すること。

出典: COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation or climate change adaptation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R2139&from=EN

表 44　EU タクソノミーにおける水素：Annex II（適用策）

項目	3.2 Manufacture of equipment for the production and use of hydrogen
該当する活動	水素の製造と利用を行う機器の製造においては、そこで製造される水素が、ライフサイクル GHG において比較対象の化石燃料 94 gCO_2e/MJ より、水素では 73.4%削減（ライフサイクル GHG 排出量 3tCO_2e/tH_2 未満）、水素ベースの合成燃料では 70%削減とする。

[76] 両方のリストにおいて、「3.2 Manufacture of equipment for the production and use of hydrogen」と「3.10 3.2 Manufacture of hydrogen」の 2 つの項目がある。閾値が記載されているのは、緩和リストの「3.10 Manufacture of hydrogen」、および適応リストの「3.2 Manufacture of equipment for the production and use of hydrogen」と「3.10 Manufacture of hydrogen」である。閾値は同じである。

表 45　EU タクソノミーにおける水素：Annex II（適用策）

項目	3.10 Manufacture of hydrogen
該当する活動	水素と水素ベースの合成燃料の製造
技術要件: 気候変動の緩和	Directive (EU) 2018/2001 の Article 25(2) と Annex V に従い、ライフサイクル GHG に関して、比較対象の化石燃料 94 gCO2e/MJ より、70%削減とする。 ライフサイクル GHG 排出削減量は、Directive (EU) 2018/2001 の第 28 条(5)、あるいは代替的に ISO 14067:2018 あるいは ISO 14064-1:2018 にて計算する。 ライフサイクル GHG 排出削減量の定量化は、Directive 2018/2001 第 30 条か、独立した第三者によって証明する。

出典: COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation or climate change adaptation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R2139&from=EN

なお、この「3 kg-CO_2e /kg-H_2」という値の設定はすんなりと決まったものではなく、欧州委員会と欧州の水素関連企業間のやり取りを通じて決定されたものである（表 46）。

まず 2020 年 3 月の TEG テクニカルレポートでは、水素の GHG 排出量は「5.8 kg-CO_2e /kg-H_2」となっている。これは電力の原単位を 100 gCO_2e /kWh 以下とし、これに水電解での水素製造効率を 58 kWh/kg-H_2 と仮定して算出した数字である。これはすでに発表されている CertfHy 基準（SMR 由来水素より 60%減の 4.3 kg-CO_2e /kg-H_2）より緩いものであり、また改定欧州再エネ指令（化石燃料より 70%削減）から見ても緩いものであった。

その後、EC が 2020 年 11 月に委任法令案を発表してパブリックコメントを行うが、ここでは水素の GHG 排出量を、化石燃料由来水素の GHG 排出量より 80%減の「2.256 kgCO_2e /kg-H_2」と規定した。これが TEG テクニカルレポートから一転して厳しいものであったため、EDF、Uniper、ABB、ENGIE 等の大手エネルギー企業はジョイントレターを発表、欧州の最も低炭素な系統電力でも 3 kg-CO_2/kg-H_2 にしかならないと主張した。

EC は 2021 年 3 月には SMR より 70%減の 3.38 kg-CO_2e/kg-H_2 という修正案を提示したが、今度は再エネ会社や Enapter や Sunfire などの新興水電解会社がこの緩和に反論し、もとの「2.256 kgCO_2e/kg-H_2」に戻すことを主張している。

結局、EC は 2021 年 4 月に最終案として発表した委任規制では、上述のように 73.4%削減の「3 kg-CO_2e /kg-H_2」としており、これが採択され、2021 年 6 月に発効した。

表 46　タクソノミーにおける水素基準値決定の経緯

2020 年 3 月	TEG テクニカルレポート: ・水素の GHG 排出量は 5.8 kg-CO_2e /kg-H_2
2020 年 6 月	タクソノミー規制成立→EC が委任法令策定開始
2020 年 11 月	EC による CO_2 排出量基準案: ・水素は SMR より 80%減(2.256 kg-CO_2/kg-H_2)
2020 年 3 月	フランス・ドイツ企業からのジョイントレター(反論): ・フランスや北欧の系統電力でも 3 kg-CO_2/kg-H_2)にしかならない ・LCA 的には PV 電力を直接使っても 3.22 kg-CO_2/kg-H_2 にしかならない
	EC による CO_2 排出量基準案(改定) ・水素は SMR より 70%減(3.38 kg-CO_2/kg-H_2)

	再エネ・水電解企業からのジョイントレター（反論）: ・閾値を 3 kg-CO_2/kg-H_2 に緩和したことを深く憂慮 ・最初の 2.256 kg-CO_2/kg-H_2 を強く支持
2020 年 4 月	タクソノミーの委任法令の承認 ・水素の基準は SMR の 73.4%源（3 kg-CO_2/kg-H_2） ・水素由来合成燃料（E-FUEL）については 70%減

出典:IAE 作成

(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

EU タクソノミーの GHG 排出量の計算では、いわゆる Well-to-Grave を採用している。

GHG排出量の計算方法については、まず欧州連合の改訂再生可能エネルギー指令（RED II、Directive (EU) 2018/2001）の条文を参照し[77]、EC が RED II に関して策定する委任法令[78]の計算方法を採用している。

委任法令が規定する GHG 排出量の計算方法は以下の通りである（単位は gCO_2eq/MJ fuel）。

$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$

- E 燃料消費による全排出量
- e_i 燃料製造における入力段階での GHG 排出量
  - $e_i = e_{i\ elastic} + e_{i\ rigid} - e_{ex-use}$
  - $e_{i\ elastic}$ 弾力的な入力（elastic inputs）での GHG 排出量[79]
  - $e_{i\ rigid}$ 固定的な入力（rigid inputs）での GHG 排出量[80]
  - e_{ex-use} （他で計上されている）既存の消費物による GHG 排出量（差し引き）
- e_p 燃料のプロセス段階での GHG 排出量
- e_{td} 輸送・貯蔵段階での GHG 排出量
- e_u 消費段階での GHG 排出量
- e_{ccs} 消費段階での CCS 実施による GHG 削減量

[77] 改定再エネ指令（RED II）の第 28 条(5)では「欧州委員会は 2021 年 12 月 31 日までに、バイオ燃料のシェアを規定する方法と、非バイオ再生可能エネルギー燃料の GHG 排出削減量の評価方法を委任法令で決めること」と規定している。

[78] Ares(2022)3836721「COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels」 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AAres%282022%293836721&qid=1653925514357

[79] 弾力的な入力（elastic inputs）とは、需要に合わせて増加させる必要がある入力で、一般的なフィードストックやプロセス用の電力が該当する。

[80] 固定的な入力（rigid inputs）とは、需要増加しても一定量で変わらない入力（固定）、廃熱や廃棄物のようにすでに CO2 排出量が他でカウントされているもの、市場価値品において全入力の 10%以下の価値しかない入力を指す。

3.1.3　CertifHy

(1) 背景と経緯

CertifHy は欧州燃料電池水素共同実施機構(FCH JU)における水素認証スキームとし 2014 年 11 月に検討が始まった。2014 年 11 月～2016 年 10 月を「Phase1」と称し、いわゆるグリーン水素・低炭素水素の基準を策定したものである。

経緯的には、この CertifHy Phase 1 の終了後に、電力に加えてガス（水素を含む）の原産地証明（Guarantee of Origin：GO）[81]の実施を定めた欧州 RED II が策定されており、CertifHy はこの RED II を取り込んだ動きになっている。

CertifHy は Phase2（2017 年 10 月～2019 年 3 月）でパイロット取引を実施し、現在は、Phase 3（2020 年 11 月～2023 年 10 月）としてスキームの実施にむけて準備を進めている。さらに CertifHy は、水素だけでなく、合成燃料も包括し、さらに水素製造段階だけでなく、輸送・貯蔵を含めたユーザー段階での GHG 排出量を計算するスキームに拡大される予定である。

(2) 水素の閾値

CertifHy Phase1 におけるグリーン水素・低炭素水素の基準は、SMR 由来水素からの 60%削減を策定している。ただし、RED II 委任法令を受けて、これは 70%（3.3kg-CO_2e/kg-H_2）に強化される見込みである。

なお CertifHy は EU タクソノミーとは直接的な関係はなく、EU タクソノミーの基準を採用するものではない。そもそも CertifHy（および RED II）と EU タクソノミーとは SMR の基準値も異なり、また閾値も 3.3 kg-CO_2e/kg-H_2 と齟齬がある）（図 63）。

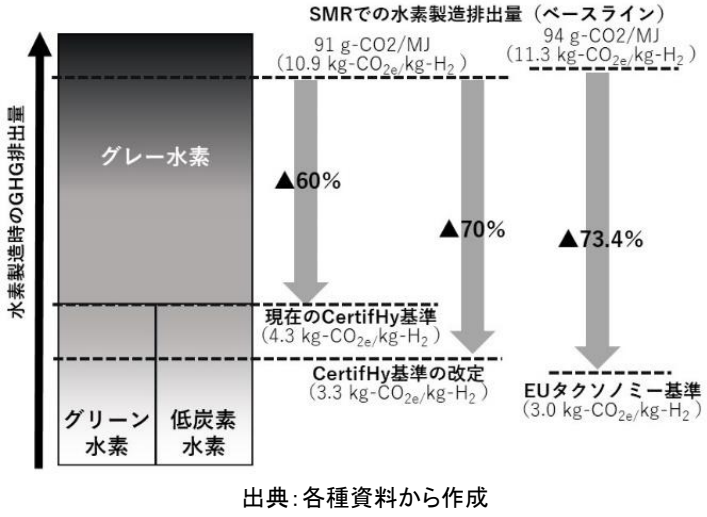
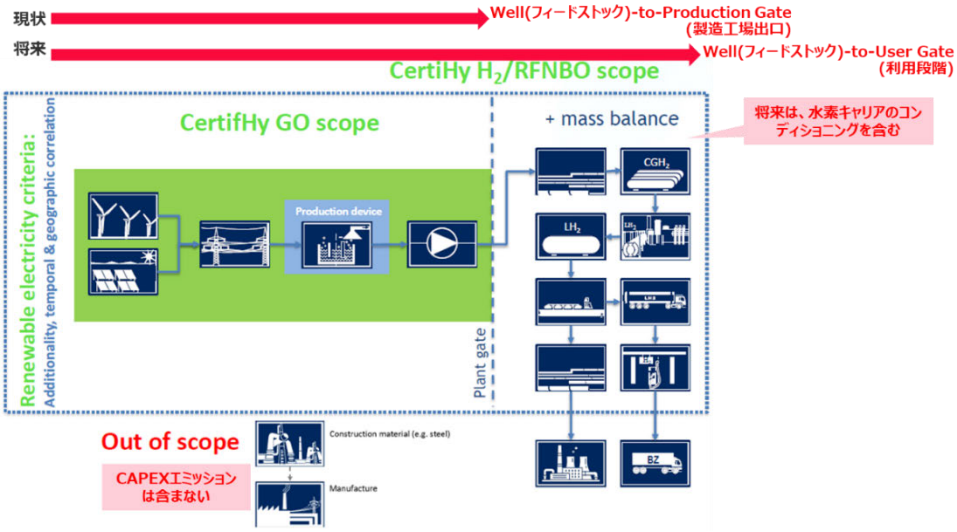


図 63　CertifHy と EU タクソノミーの関係

[81] EU メンバー国に対して、電力 GO の延長としてガス GO の整備を求めており、その一貫として水素 GO の整備が求められている。ただし水素 GO はボランタリスキームであり、証書発行も証書購入も義務ではなく、また GO 制度は国ごとに異なると想定される。

CertifHy のシステムバウンダリは、Phase1～Phase2 では、いわゆる Well-to-Production Gate（本調査の Well to Gate）であるが、GO スキームには Well-to-User Gate（本調査の Well to Tank）が求められるため、そのための制度化を進めている（図 64）。



出典：Hinicio「Study on accelerating the deployment of Guarantees of Origin Schemes for Hydrogen and the design of a Voluntary Scheme for compliance with RED II targets」(2020 年 11 月 24 日)に加筆
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/3.%20Wouter%20Vanhoudt_CertifHy.pdf

図 64　CertifHy におけるシステムバウンダリ

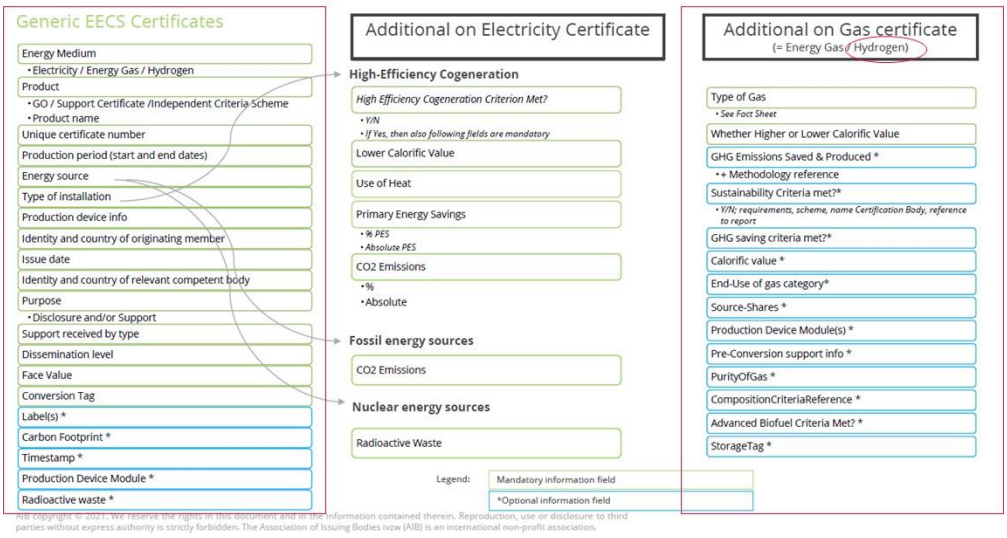
(3) 認証制度

CertifHy では、GO 証明書の発行から使用までの管理のため、実際にレジストリを構築する計画である（図 65）。GO 証明書の譲渡・使用の有効期限は、対象となる水素の製造期間終了後 12 ヶ月である（その後自動的に失効）。

CertifHy の GO 証明書の発行者は、すでに電力 GO を発行している AIB(Association of Issuing Bodies)が想定されている。GO 証明書の記載内容のイメージを図 66 に示す。

出典：CertifHy ホームページ https://www.certifhy.eu/lifecycle-of-a-go/

図 65　CertifHy における認証制度のイメージ



出典：AIB「AIB and EECS (European Energy Certificate System)」
（CertifHy 3 Plenary Session、2022 年 4 月 28 日）

図 66　CertifHy の Certificate の項目イメージ（AIB による）

3.1.4　豪州の水素の原産地証明制度（Product GO）

(1) 背景と経緯

豪州の産業・科学・エネルギー資源省（Department of Industry, Science, Energy and Resources：DISER）[82]は 2019 年 12 月に「国家水素戦略（Australia’s National Hydrogen Strategy)」[83]を発表した。この戦略では、2030 年まで豪州を水素における世界主要なプレイヤーにすることを目指すとともに、水素製造の認証スキームの策定を優先事項として記載されている（表 47)。

[82] 2022 年 7 月に省再編があり、エネルギー関連業務は、産業・科学・エネルギー資源省（DISER）から新設の気候変動・エネルギー・環境・水資源省（Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water：DCCEW）に移管された。合わせて DISER は産業・科学・資源省（Department of Industry, Science and Resources：DISR）に変更された。水素の認証関係は DISR と DCCEW の双方が関与している。

[83] 産業・科学・エネルギー資源省（当時）「Australia’s National Hydrogen Strategy」（2019 年 12 月）
https://www.dcceew.gov.au/energy/publications/australias-national-hydrogen-strategy
（英語版に加え、日本語版、韓国語版有り）

表 47　豪州「国家水素戦略」における「水素認証」の記載内容

国内と海外の水素の消費者は、自らが使用する水素の環境負荷に関し透明性を求めるであろう。通常認証スキームは炭素排出に重点が置かれるが、水の消費などによる他の影響も含めて考慮する可能性があるだろう。 国際貿易を円滑にし、国内の消費者が求める保証を提供するためには、単一のグローバル認証スキームの出現が理想的だ。オーストラリアは国際スキームの構築の先導者となることに意欲をもっている。実現可能な限りにおいて、国内のスキームは国際認証スキームを基に構築されるか、国際認証スキームとの調和のとれたものである必要がある。従って、スキームの考案・策定に国内の産業界と消費者が関与することが重要である。検討事項は認証スキームの構築において欧州のCertifHy プロジェクトの枠組みに提出される。 認証に対する意見の相違のために水素製造への投資が遅れることがあってはならない。これを防ぐには、まず最小限の認証スキームを早急に確立し、製造技術、スコープ1とスコープ2の炭素排出、生産場所を確認し、追跡する方法がある。その後に、水の消費や他の要素も含めた範囲にスキームを拡大することが可能だからだ。このようなアプローチにより、各国が「グリーン」や「低排出」水素の独自の定義を、同意された国際基準に基づいて確立することができる。

出典：豪州「Australia's National Hydrogen Strategy overview: Japanese translation」(2019 年 12 月)
https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/australias-national-hydrogen-strategy-overview-japanese.pdf

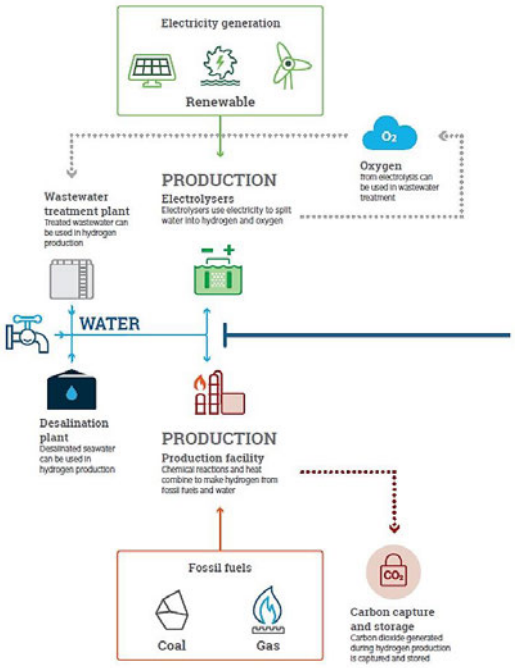
豪州 DISER は 2020 年から水素原産地証明制度（Hydrogen Guarantee of Origin scheme）の設計を開始した。2021 年 6 月にはディスカッションペーパーを発表し、パブリックコメント[84]も実施した（表 48、出典：産業・科学・エネルギー資源省（当時）「A Hydrogen Guarantee of Origin scheme for Australia Discussion paper」(2021 年 6 月)
https://storage.googleapis.com/converlens-au-industry/industry/p/prj1a3de348a6c0ad7d282f7/public_assets/Discussion%20paper%20-%20A%20Hydrogen%20Guarantee%20of%20Origin%20Scheme%20for%20Australia.pdf
図 67）。

[84] 産業・科学・エネルギー資源省（当時）「A Hydrogen Guarantee of Origin Scheme for Australia」（2021 年 6 月）
https://storage.googleapis.com/converlens-au-industry/industry/p/prj1a3de348a6c0ad7d282f7/public_assets/Discussion%20paper%20-%20A%20Hydrogen%20Gu

表 48　豪州水素原産地証明制度ディスカッションペーパー（A Hydrogen Guarantee of Origin scheme for Australia Discussion paper）のサマリー（抜粋）

・ 水素は主要な輸出国になる可能性がある。そのため水素 GO 制度が極めて重要である。 ・ 水電解、石炭ガス化＋CCS、水蒸気メタン改質＋CCS という 3 つの製造パスにおけるクリーン水素 GO 認証の方法を提示する。また再エネ電力の検証オプションも提示する。 ・ 将来は水素製造パスの追加、貯蔵・輸送等の追加、水素利用における低排出製品の認証も必要である。特にアンモニアのような水素キャリアをカバーすることが重要である。 ・ 豪州 DISER は水素燃料電池国際パートナーシップ（IPHE）の水素製造分析タスクフォースに参画して、GHG 計算方法論の開発を行っている。IPHE の方法論を基に国内スキームを策定するとともに、将来の国際標準が策定されることが想定されている。 ・ 豪州には国家エネルギー・温室効果ガス報告スキーム（NGERS）[85]があるが、水素 GO スキームには不十分である。

出典：産業・科学・エネルギー資源省（当時）「A Hydrogen Guarantee of Origin scheme for Australia Discussion paper」（2021 年 6 月）
https://storage.googleapis.com/converlens-au-industry/industry/p/prj1a3de348a6c0ad7d282f7/public_assets/Discussion%20paper%20-%20A%20Hydrogen%20Guarantee%20of%20Origin%20Scheme%20for%20Australia.pdf

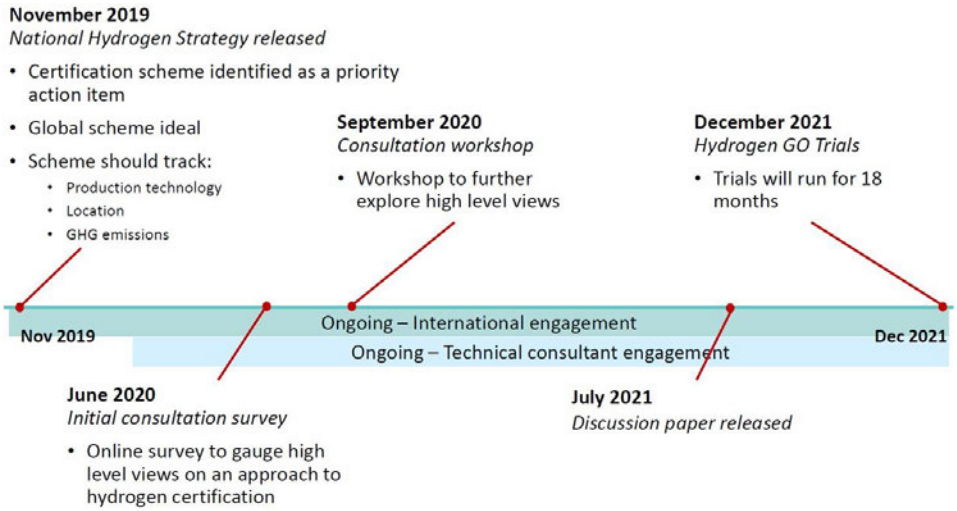


出典：産業・科学・エネルギー資源省（当時）「A Hydrogen Guarantee of Origin scheme for Australia Discussion paper」（2021 年 6 月）
https://storage.googleapis.com/converlens-au-industry/industry/p/prj1a3de348a6c0ad7d282f7/public_assets/Discussion%20paper%20-%20A%20Hydrogen%20Guarantee%20of%20Origin%20Scheme%20for%20Australia.pdf

図 67　豪州水素原産地証明制度のイメージ

[85] Australian Clean Energy Regulator
https://www.cleanenergyregulator.gov.au/NGER

パブリックコメントは 2021 年 8 月に締め切られた（80 の企業・団体からコメントが寄せられた）。豪州 DISER からは 2021 年 12 月にその結果（サマリー）と今後の計画「Consultation summary and next steps」[86]が発表されている。さらに豪州では、エネルギー統制機関（Clean Energy Regulator）にて水素 GO のトライアルが 2021 年 12 月から 18 か月間実施されている（出典：豪 DISER「Australia’s hydrogen Guarantee of Origin scheme」（一般財団法人 運輸総合研究所「国際海運セミナー 新たな船舶燃料のライフサイクルアセスメント」、2022 年 2 月 24 日）
https://www.jttri.or.jp/seminar220224-14En.pdf
図 68）。



出典：豪 DISER「Australia’s hydrogen Guarantee of Origin scheme」（一般財団法人 運輸総合研究所「国際海運セミナー 新たな船舶燃料のライフサイクルアセスメント」、2022 年 2 月 24 日）
https://www.jttri.or.jp/seminar220224-14En.pdf

図 68　豪州水素認証スキームのスケジュール

豪 DISER は、2022 年 12 月に水素（水素キャリア含む）と電力の原産地証明スキーム（Product GO）の基本的なコンセプトを示した。2023 年 2 月までのパブリックコメントを経て、さらに 1 年程度かけて詳細な制度設計を行う。

(2) 水素の閾値

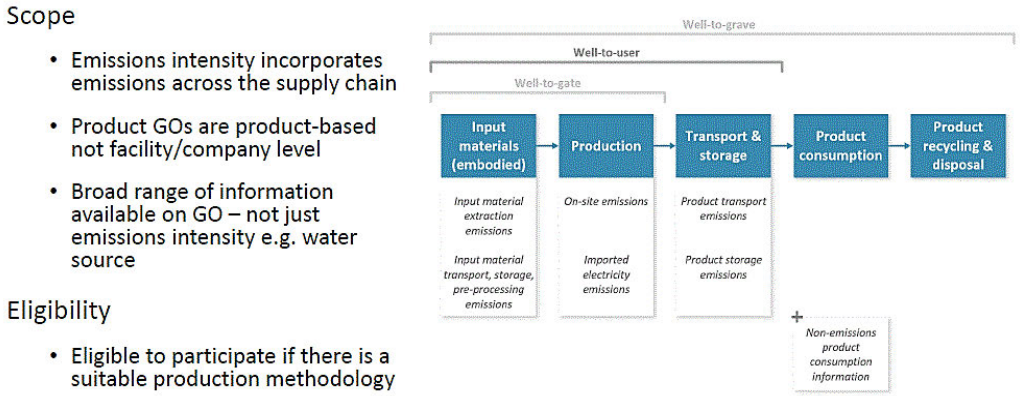
豪州水素原産地証明制度（Product GO）では、水素の閾値は規定しない（CO_2 排出量の計算のみ）。ただし、企業や NGO 等が、豪州の豪州水素原産地証明制度に基づいて、閾値を定めて低炭素水素や再エネ水素を定義する（ブランド化する）ことを認めるとしている。

[86] 産業・科学・エネルギー資源省（当時）「Consultation summary and next steps」
https://storage.googleapis.com/converlens-au-industry/industry/p/prj1a3de348a6c0ad7d282f7/public_assets/hydrogen-guarantee-of-origin-consultation-summary.pdf

(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

当初（ディスカッションペーパーの段階）では、欧州 CertifHy や IPHE 水素製造 GHG 排出量計算方法と足並みをそろえて「Well-to-Gate」を提示しており、パブリックコメントの結果でも「Well-to- Gate」を支持する回答が多かったとしている[87]。しかし 2022 年 12 月に示された豪州水素原産地証明制度（Product GO）では、Well-to-user（消費段階まで）としており、Scope 1～3 の排出を含む（Scope 3 の上流と下流を含む）としている。

また水素は圧力 3MPa、純度 99%としている。



出典：豪 DISER「Australia’s Guarantee of Origin Scheme: consultation papers」（2022 年 12 月 12 日）
https://storage.googleapis.com/files-au-climate/climate-au/p/prj232e2205fdfa8b85770e8/public_assets/Policy%20position%20paper%20%20-%20%20Australia's%20Guarantee%20of%20Origin%20Scheme.pdf

図 69　豪州水素原産地証明制度（Product GO）のシステムバウンダリ

(4) 認証制度

Product GO の証書は、取引される水素（製品）のサプライチェーンに沿って必要情報（GHG 排出量等）が書き込まれ、最終的に顧客に届けられた時点で発行される。いわゆる製品の「ラベル」であり（来歴ベースアプローチ）、CertifHy のように低炭素性（属性）が製品と分離されて取引されるものではない。

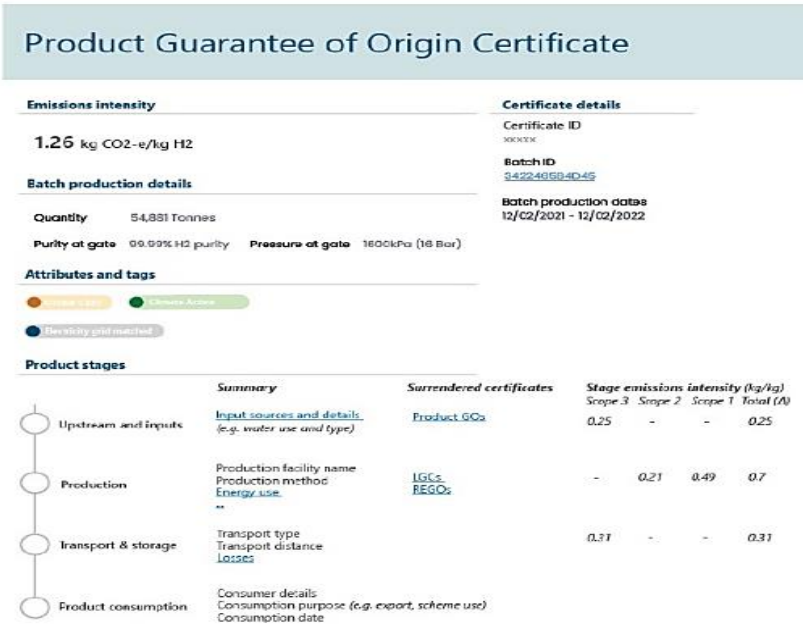
よって GO 証書は、水素の製造と消費の間に物理的なつながりがあることが必要、としている。

証書のイメージを出典： 豪 DISER「Australia’s Guarantee of Origin Scheme: consultation papers」
（2022 年 12 月 12 日）
https://storage.googleapis.com/files-au-climate/climate-au/p/prj232e2205fdfa8b85770e8/public_assets/Policy%20position%20paper%20%20-%20%20Australia's%20Guarantee%20of%20Origin%20Scheme.pdf

図 70 に示す。製造者と仲介者（輸送・貯蔵者）が Product GO スキームに参加登録し、

[87] パブリックコメントでは、65%が「Well-to-Gate」を支持、21%はさらに水素キャリア変換・貯蔵・輸送を含めた「well-to-receiving port boundary」までを支持している。

サプライチェーンの各段階で（事業者ごとに）、必要な情報が登録される。なお再エネ電力を使用・消費している場合は、電力証書も同時に発行・消費される。



出典：豪 DISER「Australia's Guarantee of Origin Scheme: consultation papers」（2022 年 12 月 12 日）
https://storage.googleapis.com/files-au-climate/climate-au/p/prj232e2205fdfa8b85770e8/public_assets/Policy%20position%20paper%20%20-%20%20Australia's%20Guarantee%20of%20Origin%20Scheme.pdf

図 70　豪州水素原産地証明制度（Product GO）の証書のイメージ

3.1.5　英国の低炭素水素基準

(1) 背景と経緯

英国 BEIS（ビジネス・エネルギー・産業戦略省）は 2018 年 8 月に、「Low Carbon Hydrogen Standard」[88]の案を策定した。これはその後のパブリックコメントを経て、2022 年 7 月に最終的にガイダンスとして発表[89]された。

ガイダンスでは、対象として以下を挙げている。

- 水電解
- 水蒸気天然ガス改質＋CCS
- バイオマス/廃棄物転換（CCS 適用も検討）

88 「UK Low Carbon Hydrogen Standard: emissions reporting and sustainability criteria」
https://www.gov.uk/government/publications/uk-low-carbon-hydrogen-standard-emissions-reporting-and-sustainability-criteria

89 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1092809/low-carbon-hydrogen-standard-guidance-v2.1.pdf

(2) 水素の閾値

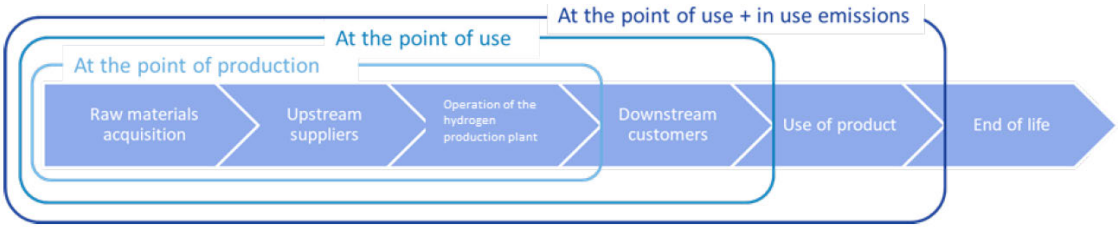
水素の閾値は 20g-CO_2e/MJ_{LHV}（2.4 kg-CO_2e /kg-H_2）としている。

(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

本標準での GHG 算定方法では「Scope1、Scope2 と Scope3 の一部排出を含むバウンダリ（Well-to-Production Gate）を採用している（出典： 英 BEIS「UK Low Carbon Hydrogen Standard: emissions reporting and sustainability criteria」（2022 年 7 月 21 日）
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1092809/low-carbon-hydrogen-standard-guidance-v2.1.pdf

図 71)。ここでの「Scope 3 の一部」とは、原料の調達・輸送段階を考慮している。ただし、資本財（水素製造プラント、車両等）の建設・製造、廃止に伴う排出や従業員の通勤・出張、上流のリース資産の排出はスコープ外である。

またバウンダリにおける水素の最低圧力は 3MPa、純度 99.9%以上と定めており、それ以上の圧力や純度を達成した場合は、その過剰分に要したエネルギーの排出を差し引く必要がある。



出典： 英 BEIS「UK Low Carbon Hydrogen Standard: emissions reporting and sustainability criteria」（2022 年 7 月 21 日）
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1092809/low-carbon-hydrogen-standard-guidance-v2.1.pdf

図 71　英国「Low Carbon Hydrogen Standard」のシステムバウンダリ

GHG 排出量の合計量（E_T）の計算は、以下の通りである。単位は gCO_2e/MJ_{LHV} である。

$$E_T = E_{feedstock\ supply} + E_{energy\ supply} + E_{input\ materials} + E_{process} + E_{fugitive\ non\text{-}CO2} + E_{CCS\ process\ and\ infrastructure} - E_{CO2\ sequestration} + E_{compression\ and\ purification}$$

ここで

$$E_{feedstock\ supply} = \sum_i E_{feedstock\ supply\ emissions,i}$$

$$E_{energy\ supply} = E_{electricity\ supply} + E_{steam\ supply} + E_{heat\ supply} + E_{fuel\ supply}$$

$$E_{steam\ supply} = \sum_i E_{steam\ supply\ emissions,i}$$

$$E_{heat\ supply} = \sum_i E_{heat\ supply\ emissions,i}$$

$$E_{fuel\ supply} = \sum_i E_{fuel\ supply\ emissions,i}$$

$$E_{input\ materials} = \sum_i E_{input\ material\ emissions,i}$$

$$E_{process} = \sum_i E_{process\ emissions,i}$$

$$E_{fugitive\ non-CO_2} = \sum_i E_{fugitive\ non-CO_2\ emissions,i}$$

$$E_{CCS\ process\ and\ infrastructure} = \sum_i E_{CCS\ process\ and\ infrastructure\ emissions,i}$$

$$E_{CO2\ sequestration} = \sum_i E_{CO2\ sequestration\ emissions,i}$$

$$E_{compression\ and\ purification} = \sum_i E_{compression\ and\ purification\ emissions,i}$$

3.1.6　米国の低炭素水素基準

(1) 背景と経緯

米国エネルギー省(DOE)は、2022年8月に水素製造に関わる「Clean Hydrogen Production Standard：CHPS」を発表した[90]。このCHPSの根拠となるものは、2021年11月に成立した「超党派インフラ法（Bipartisan Infrastructure Law)」である。

まず「超党派インフラ法」では、DOE長官に「クリーン水素製造の炭素排出量の初期基準を策定」し、その後5年毎に見直すことを求めている。さらに水素製造時の炭素強度2kg-CO_2/kg-H_2以下としている（表 49)。

表 49　超党派インフラ法におけるクリーン水素製造基準の記載
(Sec. 40315. Clean hydrogen production qualifications より)

(a) 概要:インフラ投資雇用法の制定から180日以内にDOE長官は、環境保護庁長官と協議の上、DOE長官が定める産業界や他の利害関係者からのインプットを考慮し、本タイトル下で実施する活動に適用するクリーン水素製造の炭素排出量の初期基準を策定する。
(b) 要件:

[90] US DOE「U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard (CHPS) Draft Guidance」(2022年9月22日)
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-production-standard.pdf

(1) 概要:(a)項において策定する基準は:

(A) 第 805(e)(2) 項に記載する水素源からのクリーン水素製造を支援する。

(B) 「クリーン水素」を製造時の炭素強度が 2kg-CO_2/kg-H_2 以下の水素と定義する。

(C) 技術的及び経済的な実現可能性を考慮する。

(2) 調整:(a)項に基づいて基準を策定した日から 5 年以内に、環境保護庁長官と協議の上、DOE 長官が定める産業界や他の利害関係者からのインプットを考慮し、以下の事項を実施する

(A) (1)(B)項に基づいて定めたクリーン水素の定義を、基準以下に変更すべきか否かを判断する、及び

(B) DOE 長官が(A)に示す変更が適切であると判断した場合、その変更を実行する。

(c) 適用:(a)項に基づいて策定する基準は、再エネ燃料、化石燃料＋CCUS、原子力、その他の製造技術を用いて製造されるクリーン水素に適用する。

出典: Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA) (Public Law 117-58, also known as the "Bipartisan Infrastructure Law"(BIL))
https://www.congress.gov/117/bills/hr3684/BILLS-117hr3684enr.pdf

さらに 2022 年 8 月に成立した「インフレ抑制法 (Inflation Reduction Act)」では、「適格クリーン水素 (qualified clean hydrogen)」として、ライフサイクル GHG 排出量が 4 kg-CO_2/kg-H_2 を超えないことが記載されている (表 50)。ここでは、ライフサイクル GHG 排出量は、Argonne National Laboratory の GREET モデルに基づくとも記載されている。

表 50 インフレ抑制法におけるクリーン水素製造基準の記載
(SEC. 45V. CREDIT FOR PRODUCTION OF CLEAN HYDROGEN より)

(c)本節における定義

(1) ライフサイクル GHG 排出量

(A) 概要: (B)項に記載する「ライフサイクル GHG 排出量」は、Clean Air Act (42 U.S.C. 7545(o)(1))第 211 条(o)項(H)に記載する意味と同じであり、本発効日に有効であったものとする。

(B) GREET モデル: ライフサイクル GHG 排出量は、Argonne National Laboratory が開発した最新の GREET モデル(Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation)または後継モデル(DOE 長官が決定)に基づき、水素製造段階(well-to-gate)までの排出量のみを含める。

(2) 適格クリーン水素

(A) 一般的に「適格クリーン水素」とはライフサイクル GHG 排出量が 4 kg-CO_2/kg-H_2 を超えないプロセスで製造された水素を意味する。

(B) 追加要件: この用語は、以下を満足しない水素は含まないものとする。

(i)以下の条件で製造されたものであり

(I) 米国(第 638 条(1)に定義)又は米国領(第 638 条(2)に定義)において製造されたもの。

(II) 納税者の通常の取引・ビジネスとして実施されるものであり、かつ

(III) 販売または使用のため、

(ii) 当該水素の製造・販売・使用が、独立の第三者によって検証されていること。

(C) 暫定排出率:本節の目的上、ライフサイクル GHG 排出率が決定されていない水素の場合、当該水素を製造する納税者は、当該水素に関するライフサイクル GHG 排出率を決定するよう DOE 長官に要請することができる。

出典: Inflation Reduction Act of 2022(2022 年 8 月 13 日)
https://www.congress.gov/117/bills/hr5376/BILLS-117hr5376enr.pdf

CHIPS は 2022 年 8 月に案が発表され、2022 年 11 月 14 日まで(当初は 10 月 22 日まで)パブリックコメントを募集した[91]。DOE によると、CHPS は規制的な基準ではなく、また DOE プロジェクトにおいて基準達成を求めるものではないとしているが、現在募集されている「水素地域ハブ」では実証的にこれを達成することが求められるとし、また将来はプロジェクトの評価に使用される可能性があるとしている。

(2) 水素の閾値

CHIPS での水素の閾値は 4.0 kgCO_2e/kgH_2 となっている。これは、超党派インフラ法の規程とインフレ抑制法の規定を取り込み、表 51 のように解釈したものになっている。

表 51 超党派インフラ法・インフレ抑制法と CHIPS の関係

基準	バウンダリ
超党派インフラ法	水素製造(設備) 2.0 kg-CO_2e/kg-H_2
インフレ抑制法	水素製造(LCA) 4.0 kg-CO_2e/kg-H_2
CHIPS	水素製造(設備)+その他のプロセス 2 kg-CO_2e/kg-H_2 + 2 kg-CO_2e/kg-H_2 = 4.0 kg-CO_2e/kg-H_2

CHIPS 案では、4.0 kg-CO_2e/kg-H_2 の達成の見込みとして、SMR 由来(いわゆるブルー水素)と水電解由来(いわゆるグリーン水素)の例が例示されている(表 52)。

[91] US DOE ホームページ「Clean Hydrogen Production Standard」
https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/clean-hydrogen-production-standard

表 52　4.0 kg-CO_2e/kg-H_2 の達成の見込み

SMR の場合	CCS 95%、電力は US 平均、上流メタンリーク 1%以下
水電解の場合	電力の 15%は US 平均、85%は再エネ

出典：US DOE「U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard (CHPS) Draft Guidance」（2022 年 9 月 22 日）
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-production-standard.pdf

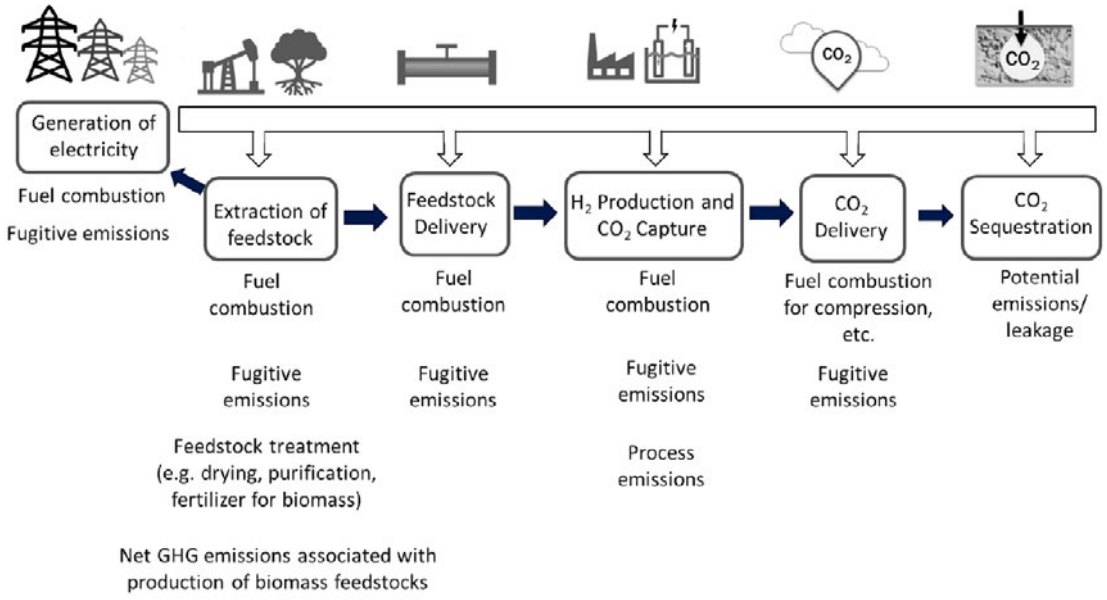
なお「超党派インフラ法」に基づき、CHIPS は 5 年毎に見直すことになるが、「DOE はライフサイクル排出量を可能な限り削減することを奨励する」と記載されており、閾値も徐々に厳しくなることが予想される[92]。

(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

DOE の CHIPS 案では、システムバウンダリを「well-to-gate」と定義しており、上流工程（例 発電、漏えい排出）から水素製造工程、下流工程（例 CCS）まで含むが、利用者に水素を届けるための工程（例 液化、圧縮、充填等）は含まないとしている（出典： US DOE「U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard (CHPS) Draft Guidance」（2022 年 9 月 22 日）
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-production-standard.pdf
図 72)。これについて CHIPS 案では、これは水素製造技術間で一貫した比較を可能にするためと説明しており、水素製造段階での水素状態を純度 99%、3MPa と規定している。なお、水素製造後の圧力が 3MPa よりも高い場合は、アルゴンヌ国立研究所が開発した GREET モデル[93]を用いて調整することとしている。

[92] CHIPS 案の脚注では、EU タクソノミー（<3.0 kgCO2e/kgH2)、欧州再生可能エネルギー指令（3.4 kgCO2e/kgH2)、英国（2.4 kgCO2e/kgH2）に言及している。

[93] なおインフレ抑制法でも、「ライフサイクル温室効果ガス排出量（lifecycle greenhouse gas emissions）とは Argonne National Laboratory が開発した Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation モデル（GREET モデル)、またはその後継モデルで決定する製造段階（well-to-gate）での排出量のみを含めたもの」と記載されている。



出典：US DOE「U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard (CHPS) Draft Guidance」（2022 年 9 月 22 日）
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-production-standard.pdf

図 72　CHIPS のシステムバウンダリ

3.1.7　IPHE の CO_2 の排出量測定方法論

(1) 背景と経緯

水素燃料電池国際パートナーシップ（International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy：IPHE）は 2003 年に設立された政策連携パートナーシップで、現在は 21 国と欧州委員会が参画している[94]。日本はファンディングメンバーでもある。

IPHE は 2021 年 10 月に、日本の水素閣僚会議開催に合わせて、「水素製造に伴う GHG 排出量計算法（Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen）ワーキングペーパーVersion 1」を発表した。この方法論策定は、IPHE に設置された水素製造分析タスクフォース（H2PA TF）にて議論された[95]。TF にはフランス、欧州委員会、米国がリードし、その他にオーストラリア、オーストリア、カナダ、チリ、コスタリカ、欧州委員会、ドイツ、日本、韓国、オランダ、ノルウェー、英国、南アが参画している。

これはあくまでもワーキングペーパーとし、継続的にアップデートすることになっている。2022 年 11 月には第 27 回気候変動枠組条約締約国会議（COP27）に合わせて、Version 2 が発表されている。Version1 と Version2 の違いを表 53 に示す。

表 53　IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」の内容

	Version 1（2021 年 10 月）	Version 2（2021 年 11 月）
内容	水素製造 ・水電解 ・水蒸気メタン改質＋CCS ・副生水素 ・石炭ガス化＋CCS	水素製造 ・水電解 ・水蒸気メタン改質＋CCS ・副生水素 ・石炭ガス化＋CCS ・バイオマス＋CCS ・オートサーマル改質＋CCS 水素キャリア（コンディショニング） ・アンモニア ・液化水素 ・液体有機水素キャリア（有機ハイドライド）

出典：IPHE「Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen」
https://www.iphe.net/iphe-working-paper-methodology-doc-oct-2021
https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-nov-2022

[94] International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy
https://www.iphe net/partners

[95] Hydrogen Production Analysis (H2PA) Task Force
https://www.iphe net/working-groups-task-forces

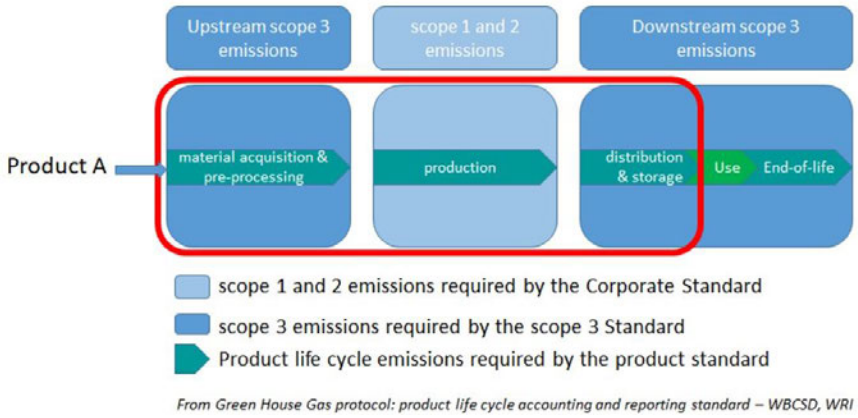
(2) 水素の閾値

IPHE の「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」では、水素の閾値は設定していない。

(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

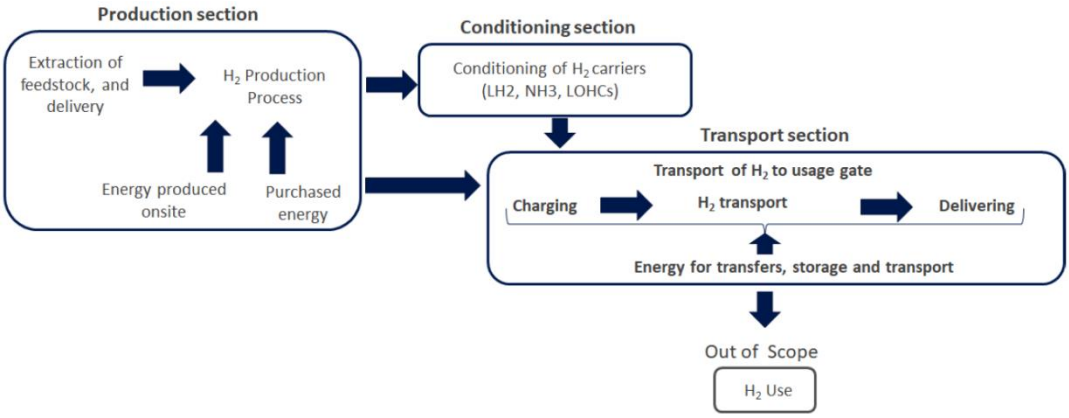
IPHE の「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」では「Scope1、Scope2 と Scope3 の一部排出を含む Well-to-Gate」を採用している（出典： IPHE「Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen」
https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-nov-2022
図 73)。ここでの「Scope 3 の一部」とは、原料の調達・輸送段階を考慮している。

「Well-to-Gate」のシステムバウンダリは水素製造、コンディショニング(キャリア変換)、水素輸送の 3 つに分割される（出典： IPHE「Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen」
https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-nov-2022
図 74)。



出典: IPHE「Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen」
https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-nov-2022

図 73 IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」のシステムバウンダリ (Well-to-Gate)



出典：IPHE「Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen」
https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-nov-2022

図 74　IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」のシステムバウンダリ
（水素サプライチェーン）

IPHE の GHG 計算では、ISO14044 を参照している（表 54）。

表 54　IPHE「水素製造に伴う GHG 排出量計算法」の GHG 計算方法

水素サプライチェーン別

$$E_{\text{total emissions inventory}} = E_{\text{emissions inventory production}} + E_{\text{emissions inventory conditioning}} + E_{\text{emissions inventory transportation}}$$

排出量カテゴリ別

$$E_{\text{emissions inventory}} = E_{\text{combustion emissions}} + E_{\text{fugitive emissions}} + E_{\text{industrial process emissions}} + E_{\text{energy supply emissions}} + E_{\text{embodied emissions}}$$

$$E_{\text{combustion}} = \sum_i E_{\text{combustion,i}}$$

$$E_{\text{fugitive}} = \sum_i E_{\text{fugitive,i}}$$

$$E_{\text{industrial process emisisons}} = \sum_i E_{\text{industrial process emisisons,i}}$$

$$E_{\text{energy supply emissions,location}} = \sum_i E_{\text{energy supply emissions,i}}$$

（**市場価値ベースの場合は下式**

$$E_{\text{net energy supply emissions,market}} = \sum_i E_{\text{energy supply emissions,i}} - E_{\text{applicable renewable en}}$$

）

出典：IPHE「Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen」
https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-nov-2022

なお CO_2 の配分においては、以下の順番に適用することが示されている。

① エネルギー（Energy content）ベース
② システム拡大（System expansion）
③ 経済価値（Economic value）ベース

3.1.8　CO_2 フリーWG 事務局提出資料

(1) 背景と経緯

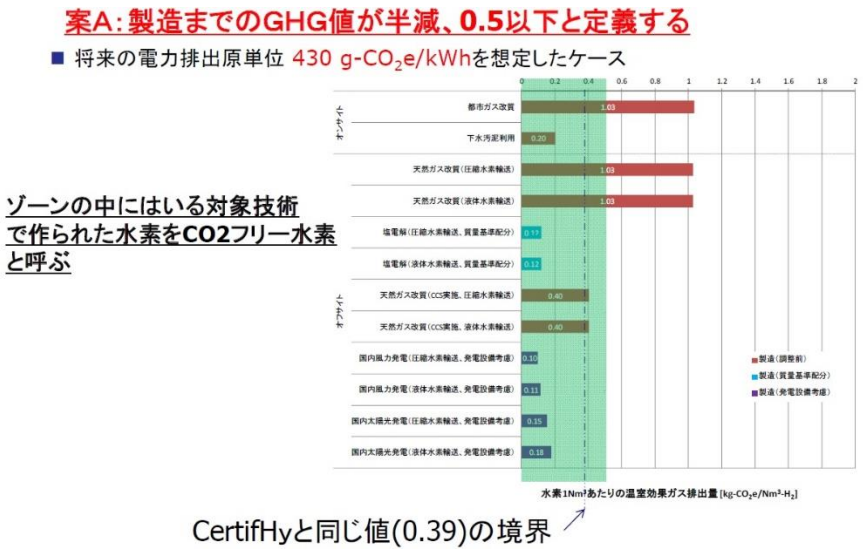
経済産業省は、水素・燃料電池政策のために、2013 年 12 月に「水素・燃料電池戦略協議会」を設置した。この協議会では、2017 年 12 月に「水素基本戦略」[96]を策定している。

[96] 水素基本戦略

この協議会傘下で、CO_2フリー水素の在り方を議論していたのが「CO_2フリー水素ワーキンググループ」である。このワーキンググループは 2016 年 5 月に開始され、2017 年 3 月に「CO_2フリー水素ワーキンググループ報告書」を取り纏めた。その後も議論を継続し、最後は 2018 年 3 月となっている。この「CO_2 フリー水素ワーキンググループ報告書」では、CertifHy には言及があるものの、特に水素の非化石価値（CO_2排出量）についての記載はない。しかし最終回では、燃料電池実用化推進協議会（FCCJ）によるプレゼンテーションでは「CO_2フリー水素の定義」に関して提案を行っている[97]。

(2) 水素の閾値

FCCJ プレゼンテーションでは、水素の閾値に関して CertifHy を引用し、天然ガス改質（SMR）での CO_2排出量（1.03 kg-CO_2/Nm^3）を基準とし、その 50%を閾値として検討することを一考察として発表している（出典： CO2 フリー水素ワーキンググループ（第 12 回）「FCCJ プレゼンテーション」（2018 年 3 月 29 日）
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/co2free/pdf/012_02_00.pdf
図 75）。



出典：CO_2フリー水素ワーキンググループ（第 12 回）「FCCJ プレゼンテーション」（2018 年 3 月 29 日）
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/co2free/pdf/012_02_00.pdf

図 75　燃料電池実用化推進協議会（FCCJ）による「CO_2フリー水素の定義に関する一考察」の水素閾値

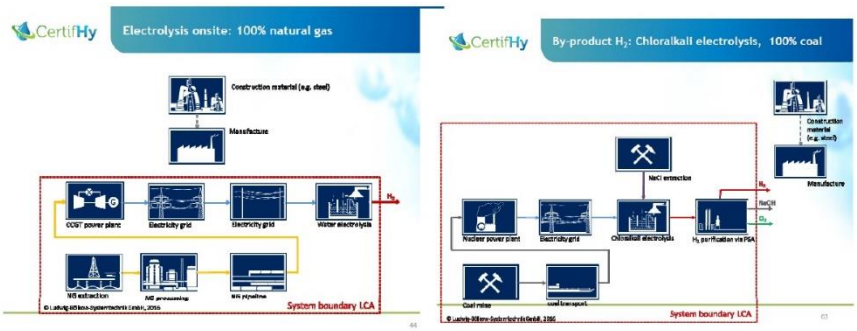
(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

FCCJ プレゼンテーションでは、システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法に関しても CertifHy を引用している。

---

https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/pdf/hydrogen_basic_strategy.pdf

[97] CO2 フリー水素ワーキンググループ（第 12 回）「FCCJ プレゼンテーション資料」
https://www meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/co2free/pdf/012_02_00.pdf



天然ガス　　副生水素（塩電解由来）

境界条件：水素製造までのCO2排出量を算出対象とした

Well to Tank評価から、輸送・貯蔵、充填を除いたプロセス

図 76　燃料電池実用化推進協議会（FCCJ）による「CO_2 フリー水素の定義に関する一考察」のシステムバウンダリ

出典：CO_2 フリー水素ワーキンググループ（第 12 回）「FCCJ プレゼンテーション」（2018 年 3 月 29 日）
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/co2free/pdf/012_02_00.pdf

3.1.9　Green Hydrogen Organisation の Green Hydrogen Standard

(1) 背景と経緯

Green Hydrogen Organisation (GH2) [98]は、法的にはスイス（ジュネーブ）に拠点をおくNPOで、支部はロンドン、パース（豪）、シドニー（豪）にある。組織の目的はグリーン水素を産業界において広く普及させることであり、信頼性向上、投資拡大、貿易促進などの水素のポテンシャルを拡大するために、水素（グリーン水素）のグローバルスタンダードは必須としている。

GH2はまず2021年12月にTechnical Committeeを設置し、スタンダードに関するアドバイスを求めた（表 55)。その後GH2は2022年5月に、Well-to-Production Gateでの水素閾値を1 kg-CO_2/kg-H_2未満とする「Green Hydrogen Standard」というスタンダードを発表した（なお、このスタンダード策定の責任はTechnical Committeeではなく、GH2にあるとしている)。

表 55　GH2 Green Hydrogen Standard策定にアドバイスを行ったTechnical Committeeのメンバー

- Anna Freeman, Clean Energy Council Australia
- Barbara Jinks, IRENA
- Emile Herben, Yara
- Gökçe Mete, Stockholm Environment Institute
- Heino von Meyer, PtX Hub
- Ilka-Rose Mitchell, Fortescue Future Industries
- Jill Thesen, The Federation of German Industries e.V. (BDI)
- Johanna Friese, PtX Hub
- Linda Wright, New Zealand Hydrogen Council
- Liu Yunhui, Research Center for Contemporary Management, Tsinghua University
- Marcelo Kloster, Argentinean Accreditation Organization
- Noam Boussidan, World Economic Forum
- Mark Phillips, Nikau Capital
- Miguelangel Ocando Wahban, H2Vector Energy Technologies, S.L.
- Noel Tomnay, Wood Mackenzie
- Rachel Fakhry, Natural Resources Defense Council
- Rita Tedesco, ECOS
- Scott Hamilton, Smart Energy Council (Australia)
- Simon Dawes, Carbon Change Australia
- Sonja Butzengeiger-Geyer, Perspectives Climate Group GmbH
- Tom Parkinson, Fortescue Future Industries
- Tim Hard, Argus

出典: Green Hydrogen Organisation (GH2)「Green Hydrogen Standard」(2022年5月)
https://gh2.org/sites/default/files/2022-05/GH2_Standard_2022_A5_11%20May%202022_FINAL_REF%20ONLY%20%281%29.pdf

[98] Green Hydrogen Organisation
https://gh2.org/

GH2 Green Hydrogen Standard の特徴は、その閾値の厳しさだけでなく、製造を水電解（100%または100%に近い再エネ電力を活用）に限定していること、また水素製造の環境、社会、ガバナンスの影響を重視していることにある。

GH2 はこのスタンダードをもとに、「GH2 原産地証明」を発行・取引できるスキームを構築しようとしている（表 56）。

表 56　GH2 の Green Hydrogen Standard の今後のステップ

Step1	グリーン水素プロジェクト開発	プロジェクト開発者は、GH2 基準への準拠を証明。
Step2	第三者保証	プロジェクト開発者は GH2 が認定する独立評価機関に委託。
Step3	コンサルテーションとパブリック・コメント	独立評価機関は関係者と協議し、評価書を作成。評価書案はパブコメのため公開。
Step4	グリーン水素プロジェクトの認定	最終評価書を GH2 認定機関に提出。基準を満たしたプロジェクトは「GH2 Green Hydrogen」というラベルの使用が許可され、GH2 原産地証明書を取得・取引できる。
Step5	グリーン水素製造認証取得	GH2 レジストリは GH2 グリーン水素原産地証明書の発行、追跡、キャンセルを行う。
Step6	審査と更新	認定は毎年見直し。認定機関は、プロジェクトに抜き打ち検査を行い、標準の改善を勧告することも可能

出典：Green Hydrogen Organisation (GH2)「Green Hydrogen Standard」(2022 年 5 月)
https://gh2.org/sites/default/files/2022-05/GH2_Standard_2022_A5_11%20May%202022_FINAL_REF%20ONLY%20%281%29.pdf

表 57　GH2 Green Hydrogen Standard の今後の予定

2022 年 6 月 30 日まで：GH2 理事会は以下の方針を発表

- GH2 Accreditation and Certification Body（GH2 認定機関）の職務権限
- 独立評価機関（IAP）の選定手続き
- 独立評価機関（IAP）の契約に関する条件設定

2022 年 12 月 31 日まで：

- GH2 レジストリ設立のための手順と業務委託契約に関する方針の発表

出典：Green Hydrogen Organisation (GH2)「Green Hydrogen Standard」(2022 年 5 月)
https://gh2.org/sites/default/files/2022-05/GH2_Standard_2022_A5_11%20May%202022_FINAL_REF%20ONLY%20%281%29.pdf

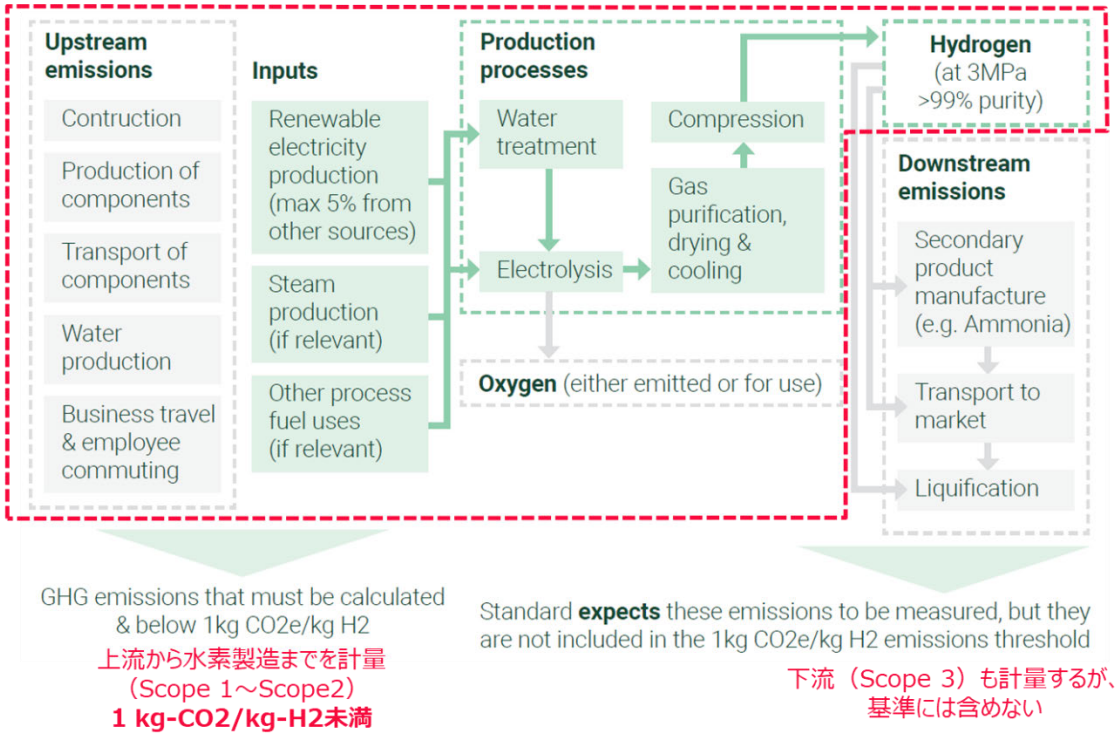
(2) 水素の閾値

水素の閾値は 1 kg-CO_2/kg-H_2未満である。

(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

GH2 Green Hydrogen Standard はでは、IPHE H2PA の方法論を採用し、「いくかの修正」を行ったとしている。修正に関しては、水素とその派生物（特にアンモニア）に対して、貯蔵・キャリア変換・輸送を追加したとしている。

IPHE H2PAに準拠しているため、システムバウンダリは、文書中には明示されていないが、いわゆるWell-to-Gateであり、ここまでを閾値として定めている。Gate後の貯蔵・キャリア変換・輸送は閾値には含めないものの、計量することを期待するとしている。



出典：Green Hydrogen Organisation (GH2)「Green Hydrogen Standard」(2022 年 5 月)
https://gh2.org/sites/default/files/2022-05/GH2_Standard_2022_A5_11%20May%202022_FINAL_REF%20ONLY%20%281%29.pdf

図 77　GH2 Green Hydrogen Standard のシステムバウンダリ

GH2 が規定する、Green Hydrogen Standard の閾値以外の要件を表 58 に示す。単なる閾値だけでなく、社会性や環境性（持続可能性）、健康・安全などの複数の指標を有している。

表 58　GH2 Green Hydrogen Standard の閾値以外の要件

要件 1：プロジェクトの概要と展望
・ プロジェクト概要、目的（地域、国、SDGs）、環境・社会・経済的影響と対策、地域との連携の計画・進展、GH2 グリーン水素基準に対する方針
要件 2：ステークホルダーの参画
・ 適切な承認プロセス、プロジェクトに関する懸念への対処、幅広いステークホルダーの関与
要件 3：プロジェクトの立地と設計
・ 場所・設計における最適化（技術的、経済的、財政的、環境的、社会的配慮）
要件 4：社会的影響
・ 影響を受けるコミュニティと生活
・ 住民移転（公正な方法での移転とコミュニティ生活水準の改善）

- 先住民族の権利・尊厳・文化等の尊重
- 適切な賃金と労働条件
- 現代奴隷制、児童労働、強制労働の禁止

要件 5:環境への影響

- 再エネ活用、水の適正な使用、廃棄物・騒音・大気質の管理、生物多様性への配慮、気候変動への影響と緩和

要件 6:健康と安全

- プロジェクトの影響を受けるコミュニティの生活水準の改善

要件 7:政府、透明性、説明責任

- コンプライアンス、公正・透明性、説明責任、腐敗防止

出典: Green Hydrogen Organisation (GH2)「Green Hydrogen Standard」(2022 年 5 月)
https://gh2.org/sites/default/files/2022-05/GH2_Standard_2022_A5_11%20May%202022_FINAL_REF%20ONLY%20%281%29.pdf

3.1.10 中国「低炭素水素、クリーン水素、再エネ水素の基準・評価」

(1) 背景と経緯

中国は 2020 年 12 月にアジア発の低炭素水素、クリーン水素、再エネ水素の基準として「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」を定めたとしている。発表は中国水素エネルギー同盟 (China Hydrogen Alliance) [99]であるが、事実上、中国政府の基準である。

ただし、中国の水素の 60%以上を占める石炭ガス化水素をベンチマークとしているため、基準は極めて緩く、天然ガス由来水素でも「低炭素水素」に分類されることになる。

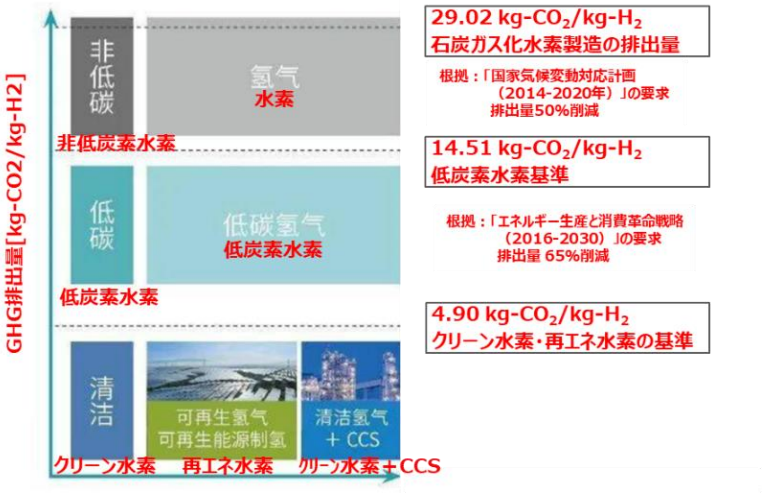
認定組織は、TUV SUD (中国) であり、「低碳氢 (低炭素水素)」、「清洁氢 (クリーン水素)」、「可再生氢 (再エネ水素)」を認証する (出典:中国氢能联盟概况「一图读懂 低碳氢、清洁氢与可再生氢」
http://h2cn.org.cn/detail/792.html
図 78)。最初の認証は 2022 年 2 月 (クリーン水素、北京冬季オリンピックに合わせて実施) したとしているが、確認は取れていない。

出典:中国氢能联盟概况「一图读懂 低碳氢、清洁氢与可再生氢」
http://h2cn.org.cn/detail/792.html
図 78 中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の認証マーク

[99] China Hydrogen Alliance
http://h2cn.org.cn/en/index

(2) 水素の閾値

石炭ガス化水素（29.02 kg-CO_2/kg-H_2）をベースラインに設定し、それより 50%削減したものを低炭素水素（14.51 kg-CO_2/kg-H_2）とし、さらに低炭素水素基準から 65%削減したものをクリーン水素あるいは再エネ水素（4.90 kg-CO_2/kg-H_2）と定める（図 79）。



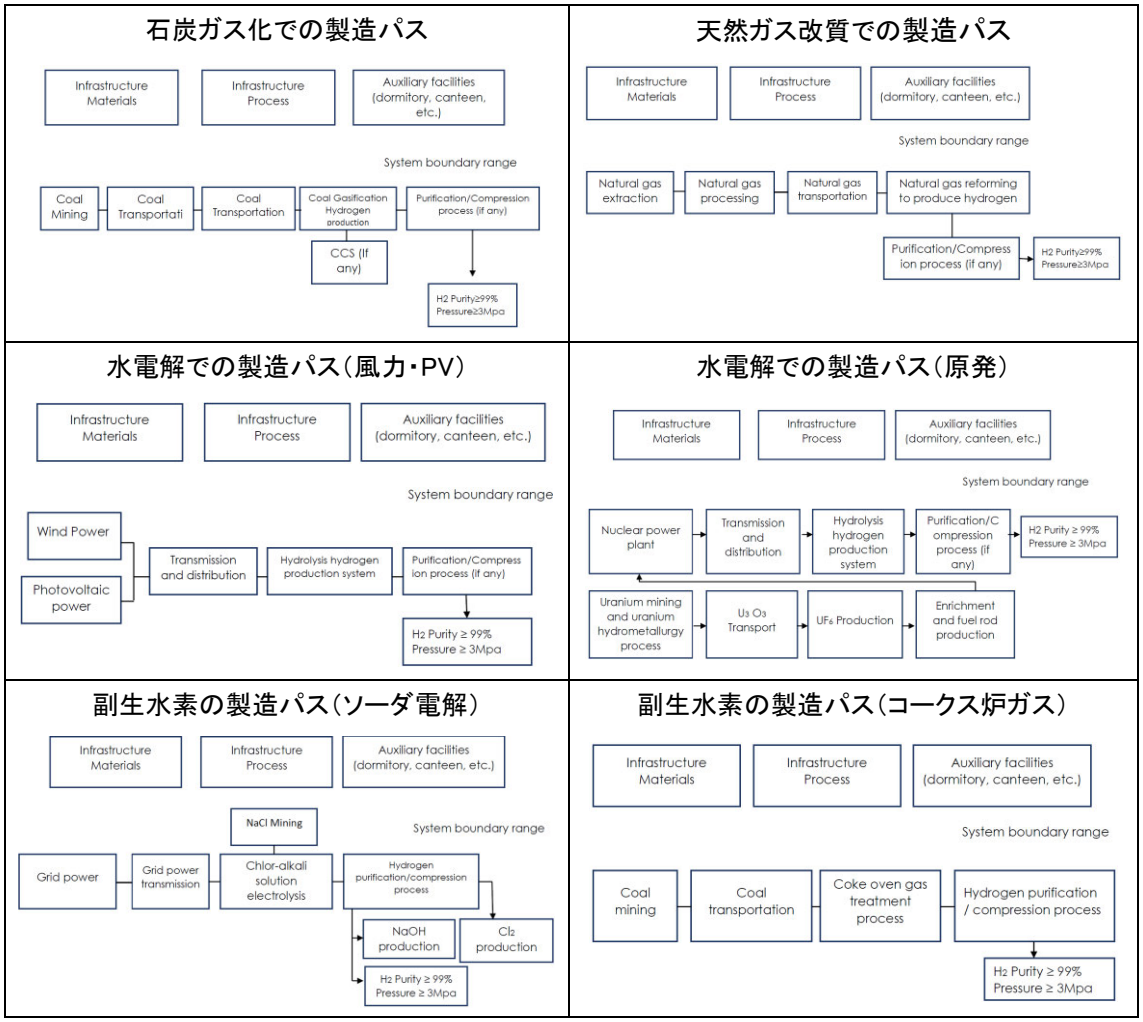
出典：中国氢能联盟概况「一图读懂 低碳氢、清洁氢与可再生氢」
http://h2cn.org.cn/detail/792.html

図 79　中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の閾値

(3) システムバウンダリと GHG 排出量の計算方法

中国「低炭素水素、クリーン水素、再エネ水素の基準・評価」は、IPHE H2PA の方法論を採用しており、システムバウンダリは、いわゆる Well-to-Gate である。

採用されている製造パスは、石炭ガス化、天然ガス改質、水電解（風力・PV、原発）、副生水素（ソーダ電解）、副生水素（コークス炉ガス）である。



出典：中国氢能联盟概况「一图读懂 低碳氢、清洁氢与可再生氢」
http://h2cn.org.cn/detail/792.html

図 80　中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の製造パス

3.2　類型化したサプライチェーンの CO_2 排出量の定量分析

CO_2 等排出量の測定及び認証に関する方法論の整理・比較を表 59 に示す。

表 59　方法論の整理・比較

方法論	評価範囲	閾値	特徴
EU タクソノミー	Well-to-Grave	3 kg-CO_2e/kg-H_2	・ 強制や指標ではなく、産業界が持続可能性の点から参照すべき数値として規定
CertifHy	Well-to-Production Gate ↓ Well-to-User Gate	4.3kg-CO_2e/kg-H_2 ↓ 3.3kg-CO_2e/kg-H_2	・ 当初は SMR 比 60%削減を規定していたが、今後 70%減に改定予定
豪州の水素の原産地証明制度（Product GO）	Well-to-user	規定せず	・ 方法論は IPHE に準拠 ・ 2024 年に制度化
英国の低炭素水素基準	Well-to-Production Gate	2.4 kg-CO_2e/kg-H_2	・ 方法論は IPHE に準拠
米国の低炭素水素基準（CHPS）	Well-to-Production Gate	4 kg-CO_2e/kg-H_2	・ 方法論は IPHE に準拠 ・ パブコメが終了した段階
IPHE の CO_2 の排出量測定方法論	Well-to- Gate (Pruduction,Conditioning,Transport より構成(図 74 参照))	閾値は設けない方針	・ 他の方法論のモデルとして参照されている ・ 本報告書での Well to Gate は Production 部分が該当。
CO_2 フリーWG 事務局提出資料	Well-to-Production Gate	5.8 kg-CO_2e/kg-H_2	・ SMR より 50%減
Green Hydrogen Organisation の Green Hydrogen Standard	Well-to-Production Gate	1 kg-CO_2e/kg-H_2	・ 国際的な認証を目指す予定
中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」	Well-to-Production Gate	低炭素水素: 14.51 kg-CO_2/kg-H_2 クリーン水素・再エネ水素: 4.90 kg-CO_2/kg-H_2	・ 方法論は IPHE に準拠 ・ 石炭ガス化水素（29.02 kg-CO_2/kg-H_2）をベースラインに設定

Well-to-Production Gate は、本調査の Well to Gate に相当する。

3.2.1　CO_2 排出量計算の方法論

前節の調査結果に基づき、本調査では、分析対象のサプライチェーン内で消費される燃料の採掘、輸送、燃焼時の CO_2 排出と電力の利用による排出量を計上することとした。表 60 に本調査で用いた CO_2 排出係数を示す。燃料の熱量当たりの CO_2 排出量は温対法の燃料種別の CO_2 排出量[100]を文献の LHV/HHV 比で除して LHV 換算し、採掘、輸送に伴って生じる CO_2 を加えて算出した。石炭の採掘に起因する CO_2 排出量は、文献[101]、石油の採掘に起因する

[100] 地球温暖化対策の推進に関する法律　算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧　別表２　燃料の使用に関する排出係数

[101] 新木、他、LNG 及び都市ガス 13A のライフサイクル温室効果ガス排出量の算定、第 35 回エネルギー・資源学会研究発表会　論文講演集、2016 年

CO_2 排出量は、文献[102]、天然ガスの採掘、液化、輸送、都市ガスネットワークの利用に起因する CO_2 排出量は文献[103]、石炭と石油の輸送に起因する CO_2 排出量は、文献[104]を参照した。石炭の輸送は豪州、石油は中東からの輸送を想定し、LNG の輸送は、文献 101 で調査対象としている日本の輸入 LNG の加重平均である。

表 60 本調査で用いた CO_2 排出係数

燃料種	CO_2 排出量 tC/GJ	LHV/HHV 比	CO_2 排出量 $kgCO_2/MJ$ LHV 換算	採掘、輸送等に伴う CO_2 排出量 $kgCO_2/MJ$	合計 $kgCO_2/MJ$
原料炭	0.0245	0.975	0.0921	0.00309	0.0952
一般炭	0.0247	0.975	0.0929	0.00309	0.0960
ガソリン	0.0183	0.95	0.0706	0.00228	0.0729
B・C 重油	0.0195	0.975	0.0733	0.00228	0.0756
液化天然ガス（LNG）	0.0135	0.9	0.0550	0.00440	0.0594
天然ガス（液化天然ガス（LNG）を除く。）	0.0139	0.9	0.0566	0.00252	0.0591
都市ガス	0.0136	0.9	0.0554	0.00252	0.0579

3.2.2 輸入チェーンの計算結果

(1) WtG

図 81 に輸入 WtG の CI 分析結果を示す。この図では、天然ガスの水蒸気改質、褐炭ガス化について、動力に用いる電力の種類と CO_2 回収の対象の組み合わせでの CI を示している。系統電力と CO_2 回収がない場合は、文献の CO_2 回収率から概算した値で、SMR の場合で約 $13kg\text{-}CO_2/kg\text{-}H_2$、褐炭ガス化の場合で約 $22kg\text{-}CO_2/kg\text{-}H_2$ である。SMR の場合、CO_2 回収の対象を原料となる天然ガスを改質する製品ラインに加え加熱炉排ガスの回収、さらに用いる電力を再生可能エネルギーにすることで $2.7kg\ \text{-}CO_2/kg\text{-}H_2$ まで低下している。褐炭ガス化は、製品ラインと電力を再生可能エネルギーにすることで、$1.1\ kg\text{-}CO_2/kg\text{-}H_2$ まで低下している。

[102] 尹, わが国における化石エネルギーに関するライフサイクル・インベントリー分析, 1999

[103] Global methane Initiative, AUSTRALIAN COAL ACTION PLAN, 2011

[104] 国土交通政策研究所、物流から生じる CO2 排出量のディスクロージャーに関する手引き【要約版】、2011 年

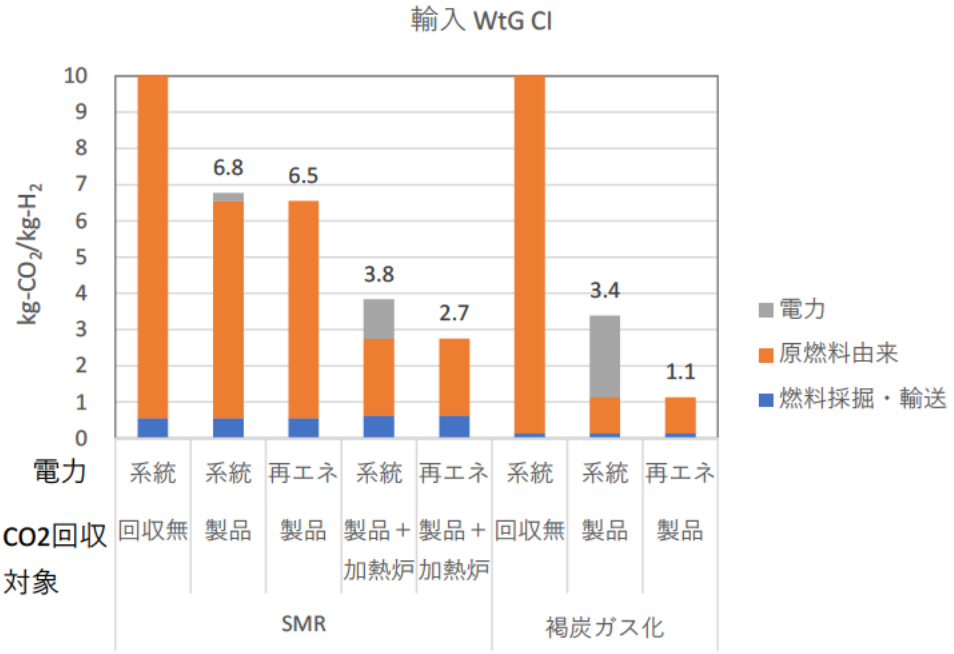
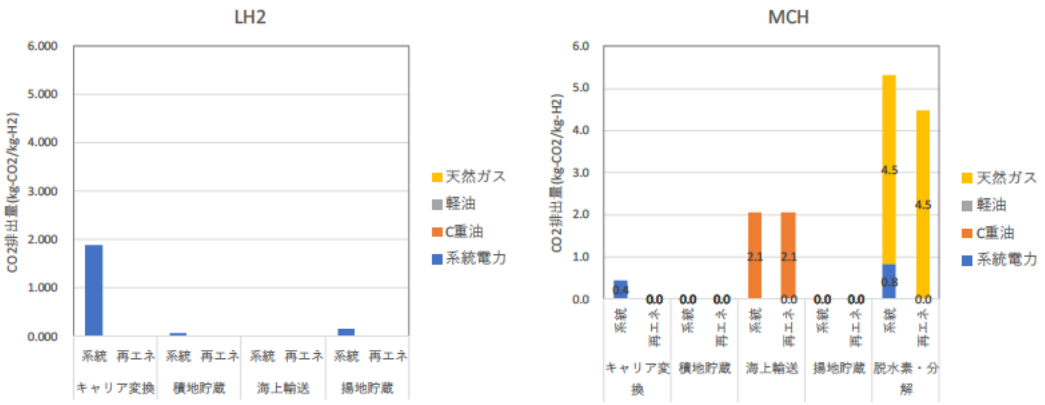


図 81　輸入 WtG の CI 分析結果

(2) GtT

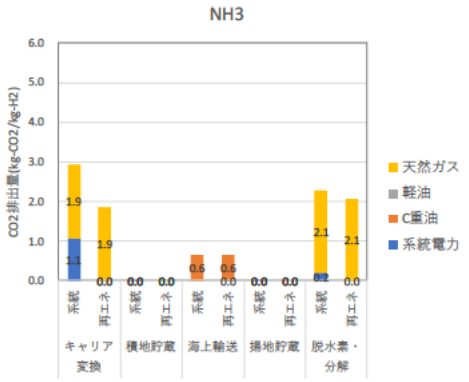
図 82、図 83 に輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（左：液化水素、右：MCH)、輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（NH3）を示す。

液化水素は、液化用の電力に起因する CO_2 排出量が支配的で、MCH は、脱水素で天然ガスを利用するため、天然ガスに由来する CO_2 排出が主要な要素である。アンモニアは、水素と窒素を原料とする想定であるため、昇圧の動力等に起因する CO_2 排出とアンモニア分解用の天然ガスに由来する排出が支配的である。



	GtT				
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離

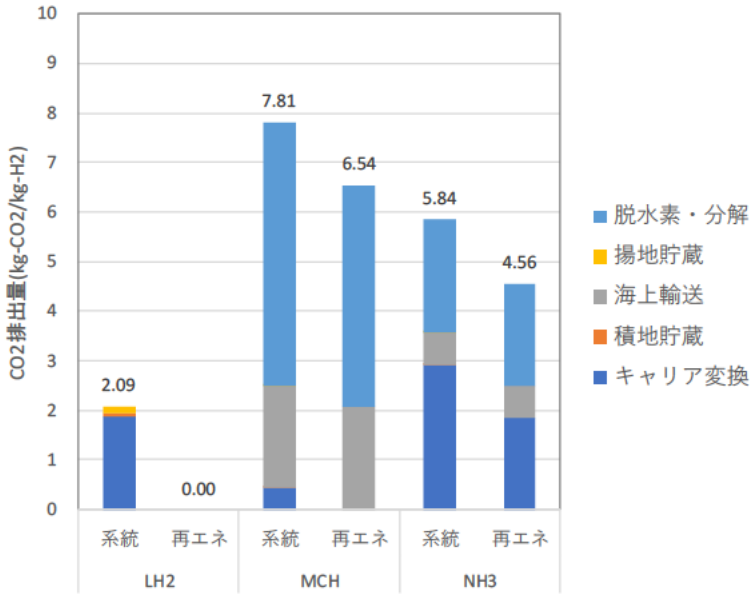
図 82　輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（左：液化水素、右：MCH）



	GtT				
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離

図 83　輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（NH3）

図 84 に系統電力と再エネ電力を用いた場合の輸入 GtT の CI 分析結果を示す。一般的に定常運転が求められる化学プラントと変動する再エネ電力を整合的に用いるには技術・制度的な検討が必要であるが、再エネ電力を用いることで電力由来の CO_2 排出量が低減でき、液化水素や合成メタンの CO_2 排出の大部分が削減できる。天然ガスや船舶燃料としての重油からの排出は残る。本調査では検討していないが、船舶燃料は、バイオ燃料や低炭素化したアンモニアの利用、脱水素熱源については、熱融通や排熱利用によって天然ガスを削減することで CO_2 排出を削減することができると考えられる。

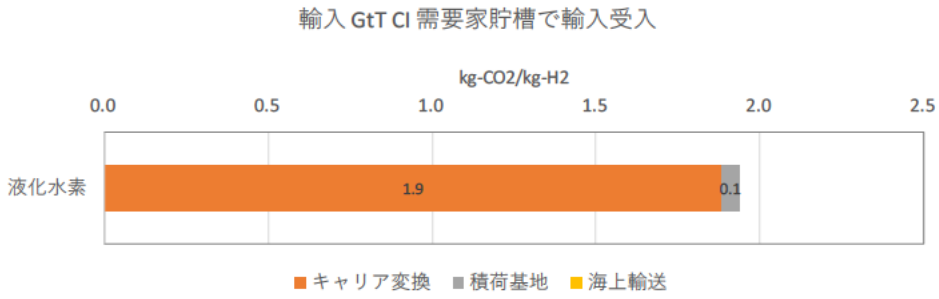


	WtG	GtT				
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離

図 84　系統電力と再エネ電力を用いた場合の輸入 GtT の CI 分析結果

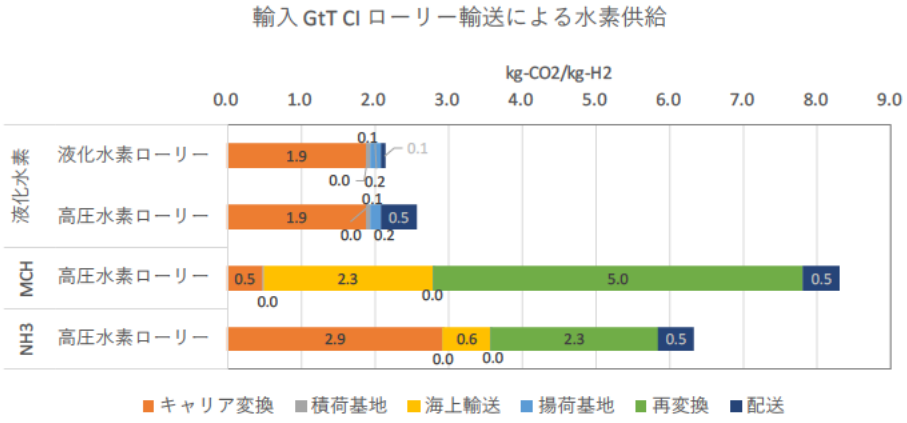
図 85 に液化水素の輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果を示す。図の下の表は、凡例の工程名と各キャリアの工程や技術の対応を示す。図 85 は、需要家貯槽で受け入れるため、需要家側貯槽は需要家側の費用としたため、海上輸送までの CI を示している。図 86 の MCH と NH3 は、受入基地近傍で脱水素・分解、精製を行い、昇圧して高圧水素トレーラーで輸送する想定とした。図 87 は、図 86 の後段に水素ステーションが位置する場合である。MCH の一般ローリーによる輸送の場合は、水素ステーションの敷地内または隣接した場所の脱水素設備で水素を製造する想定である。

図 88 はパイプラインによる水素の配送の評価結果である。2030 年におけるパイプラインを想定したため、合成メタンを輸送する都市ガスネットワークはすでに整備されている一方、水素パイプラインは、2 点間の輸送を行うようなケースを想定したため、同一の条件ではないことに留意されたい。



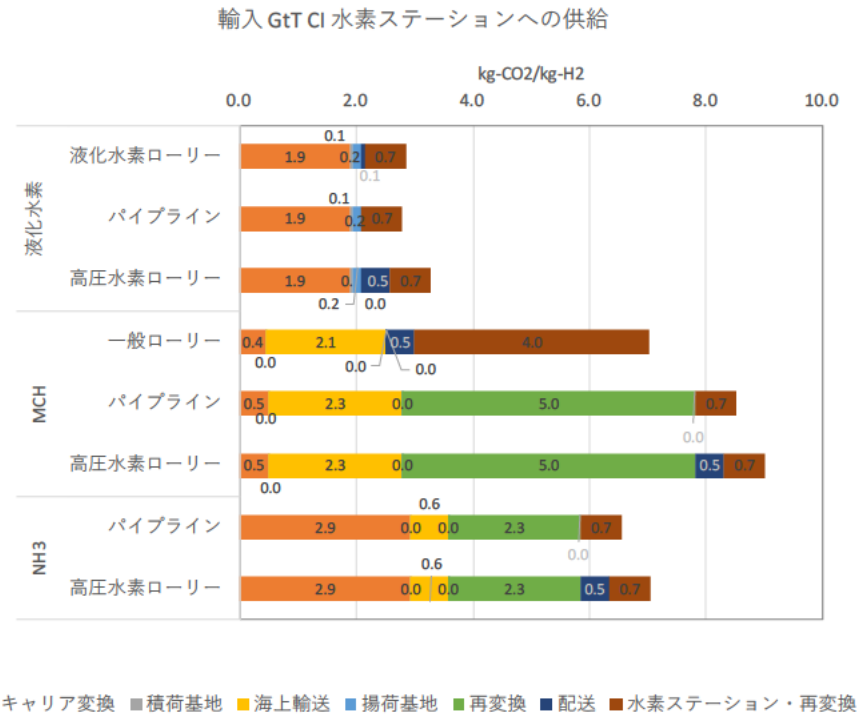
	GtT		
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送

図 85　液化水素の輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果



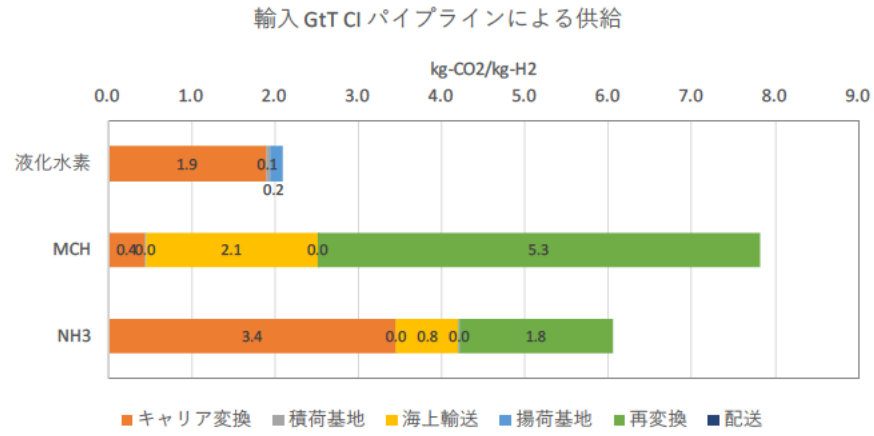
	GtT					
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離	高圧水素ローリー
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー

図 86　輸入 GtT のローリーによる水素供給の CI 分析結果



	GtT						
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送	水素ステーション
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー	水素ステーション
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン	水素ステーション
	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	-	一般ローリー	水素ステーション
	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション

図 87　輸入 GtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果



	GtT					
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離	パイプライン（未精製）
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）

図 88　輸入 GtT のパイプラインによる水素供給の CI 分析結果

(3) WtT の例

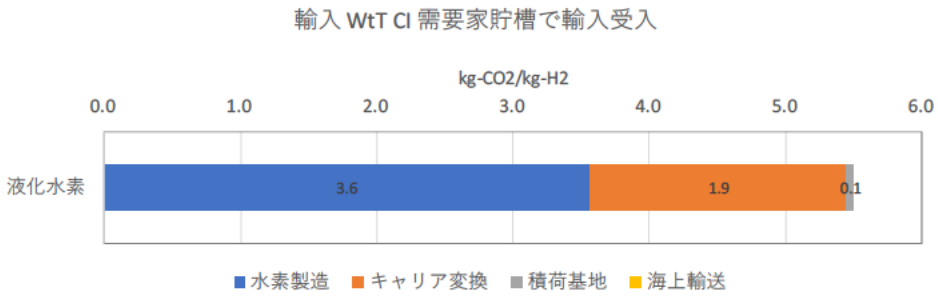
ここでは、WtG と GtT を合わせたサプライチェーン全体の WtT の水素 1kg の CI を示す。なお、変換や輸送に起因する水素の損失がある場合はその量を考慮して水素製造のコストを設定した。これは、3.2.2(1)で示した CI は、WtG（水素製造プラント出口）の水素 1kg 当たりの CI であり、WtT の CI は、輸送や変換に伴う水素の損失を考慮した WtT 出口での水素 1 kg 当たりの CI で示す必要があるためである。WtT の WtG 部分（水素製造）の CI は、WtG の CI に表 28 の係数を乗じることで求めることができる。合成メタンの場合は、表 61 に示す数値を乗じて WtG の CI から WtT の水素製造の CI へ変換する。なお、本調査では合成メタン製造のための水素は、再エネ由来の水電解を想定したため、WtT の水素製造の CI は 0 である。

表 61　WtG から WtT の水素製造の CI への変換係数（合成メタン）

	マレーシア	豪州	UAE	サウジ
合成メタン	0.0105	0.0106	0.0106	0.0107

※変換係数は、GtT 入口水素量と出口メタン量の比をメタンの熱量と水素 1kg の標準状態の水素の体積で除して算出。WtG の CI（kg-CO_2/kg-H_2）にこの変換係数を乗じることで、WtT の CI（kg-CO_2/MJ）に変換することができる。

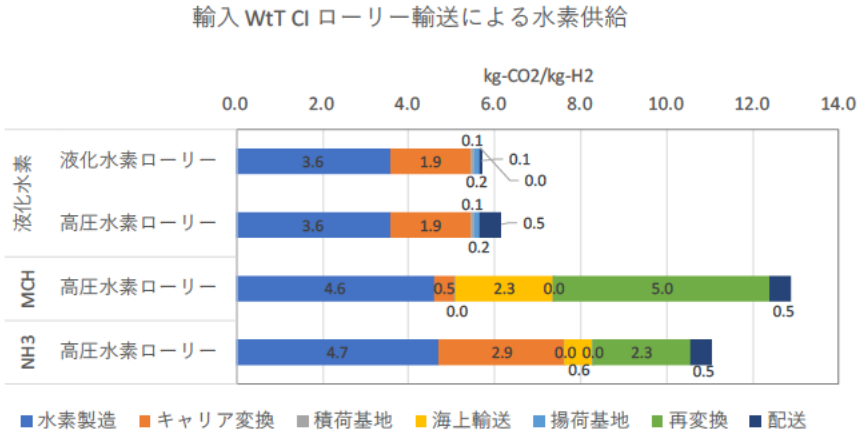
図 89 に液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果を示す。図の下の表は、凡例の工程名と各キャリアの工程や技術の対応を示す。



	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送

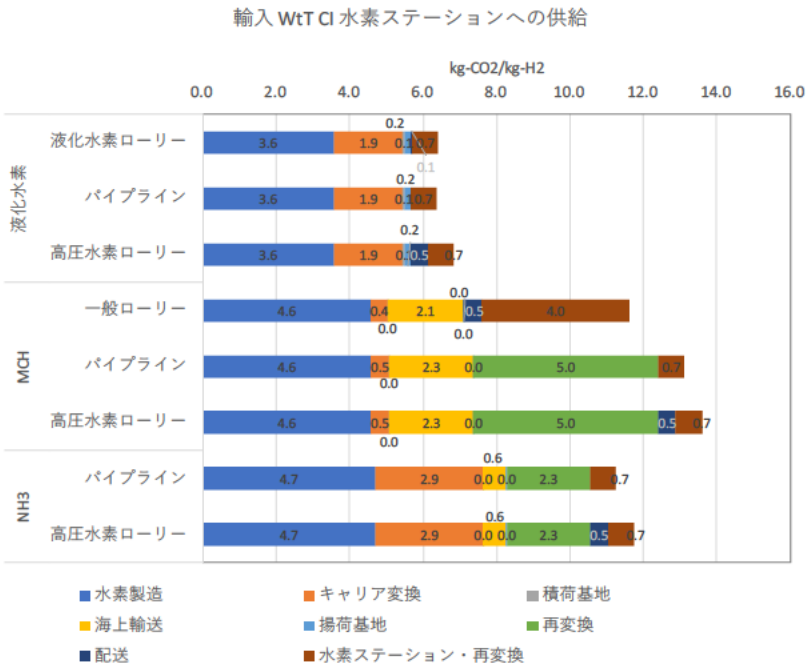
図 89　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果

図 90 から図 92 に輸入 WtT のローリー輸送による水素供給の CI 分析結果、輸入 WtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果、輸入 WtT のパイプラインによる水素供給の CI 分析結果を示す。



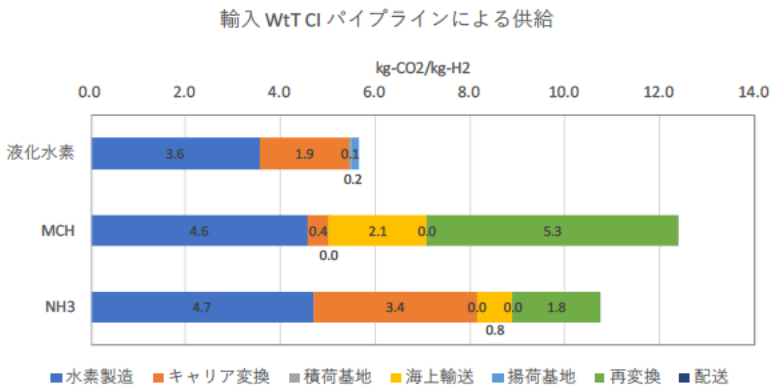
	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離	高圧水素ローリー
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー

図 90　輸入 WtT のローリー輸送による水素供給の CI 分析結果



	WtG	GtT						
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送	水素ステーション
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	-	一般ローリー	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション

図 91　輸入 WtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果

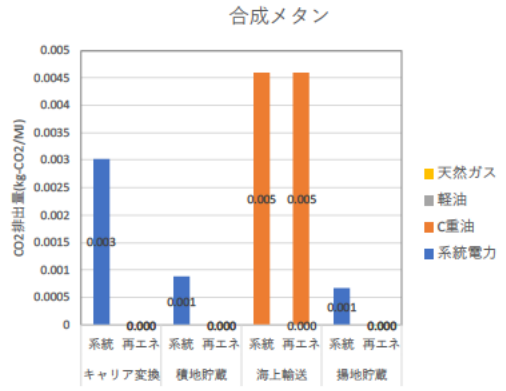


	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離	パイプライン（未精製）
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）

図 92　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給の CI 分析結果

(4) 直接利用の場合（参考）

図 93 にアンモニアの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）を示す。合成メタンは、液化と海上輸送に起因する CO_2 排出量が主要な要素であるが、相対的に CI は低い（合成メタンの原料とした CO_2 が利用後に大気へ放出される場合の帰属については議論が進められているため、本調査では計上していない）。

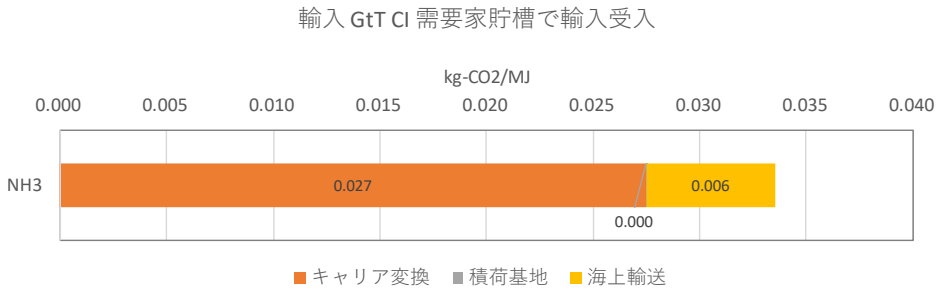


	GtT				
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換
合成メタン	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送	LNGと混合し貯蔵	気化

図 93　輸入 GtT の工程別 CI 分性結果（合成メタン、参考）

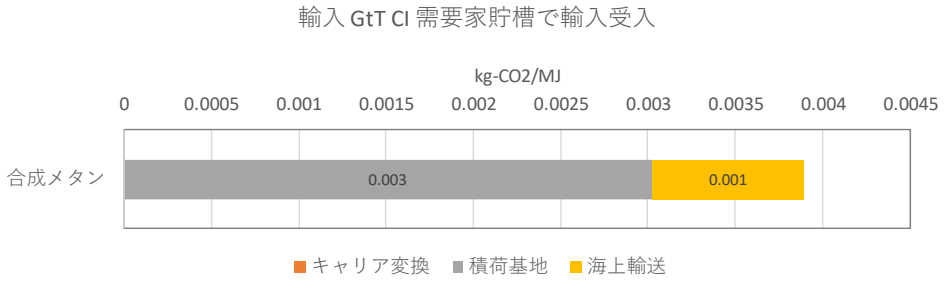
図 94 から図 96 にアンモニアの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）、合成メタンの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）、輸入 GtT の

パイプラインによるメタン供給の CI 分析結果（参考）を示す。



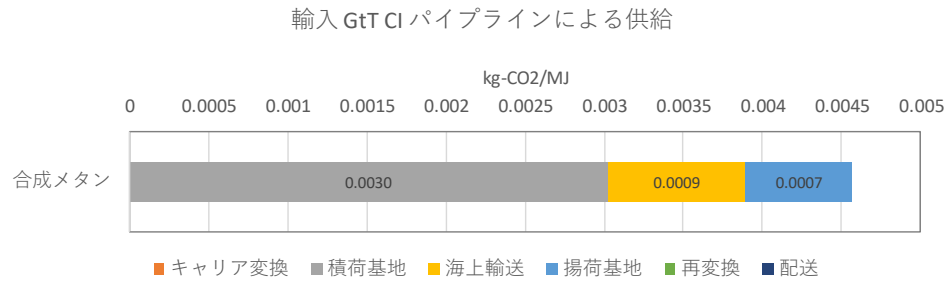
	GtT		
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
NH3	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送

図 94　アンモニアの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）



	GtT		
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
合成メタン	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送

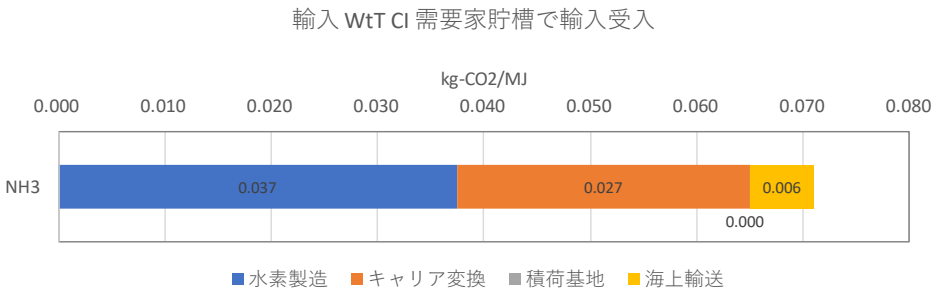
図 95　合成メタンの輸入 GtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）



	GtT					
キャリア	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
合成メタン	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送	LNGと混合し貯蔵	気化	パイプライン

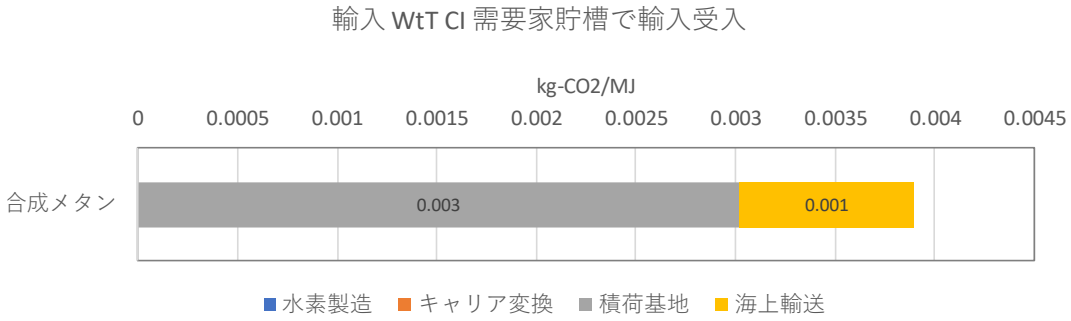
図 96　輸入 GtT のパイプラインによるメタン供給の CI 分析結果（参考）

図 98、図 97 に合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）、アンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）を示す。また、図 99 に合成メタンの輸入 WtT のパイプラインによる配送の CI 分析結果（参考）を示す。



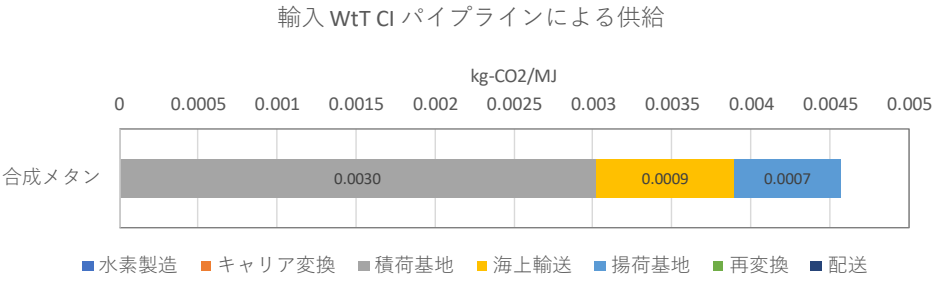
	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送

図 97　アンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）



	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
合成メタン	水電解	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送

図 98　合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（参考）



	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
合成メタン	水電解	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送	LNGと混合し貯蔵	気化	パイプライン

図 99　合成メタンの輸入 WtT のパイプラインによる配送の CI 分析結果（参考）

3.2.3　国産チェーンの計算結果

(1) WtG

図 100 に国産 WtG の CI 分析結果を示す。再生可能エネルギー電力からの排出ゼロとしたため、水電解による水素製造からは CO2 を発生しない結果となった。化石燃料由来の水素製造法は、CO_2 回収を用いた場合も 4～6 kg-CO_2/kg-H_2 でであるが、輸入の WtG で述べたように、動力をに再エネ電力由来にしたり、CO2 回収率をさらに上げることで CI の低減が可能である。

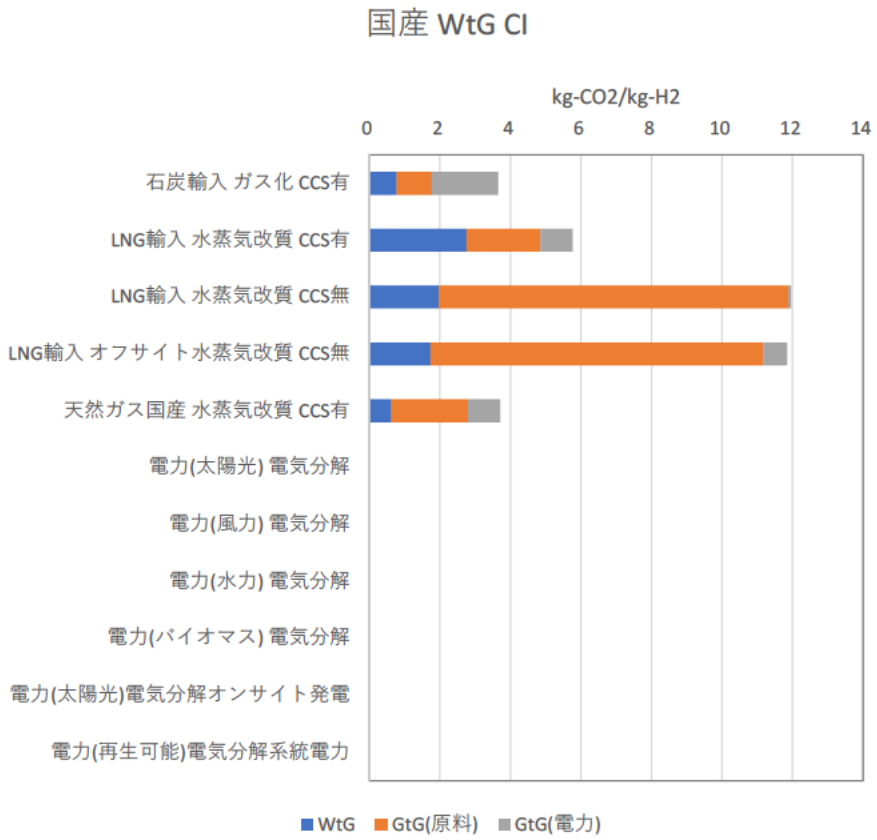
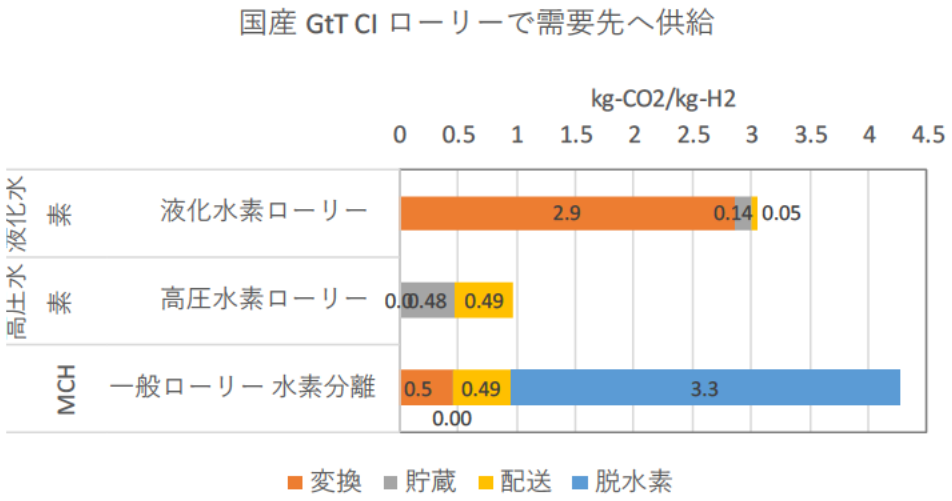


図 100　国産 WtG の CI 分析結果

(2) GtT

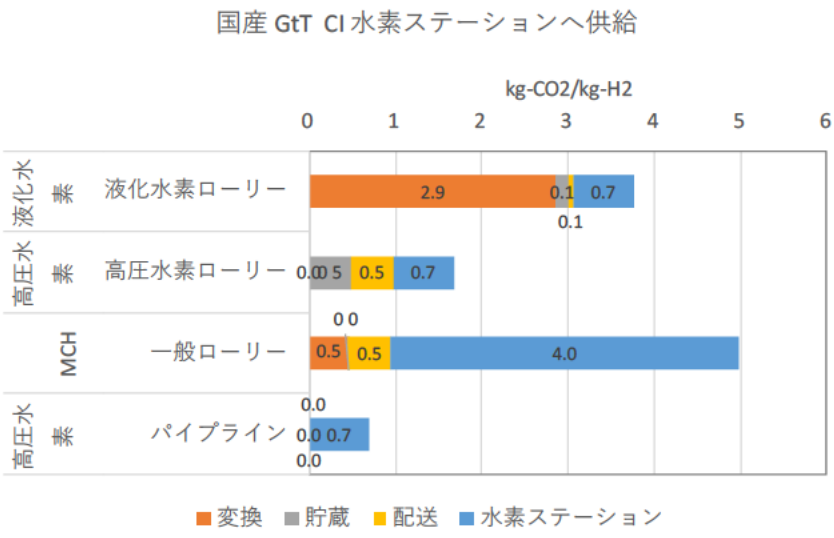
図 101 から図 103 に国産 GtT のローリーによる需要先への供給の CI 分析結果、国産 GtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果、　国産 GtT のパイプラインよる水素供給の CI 分析結果を示す。図の下の表は、凡例の工程名と各キャリアの工程や技術の対応を示す。国産の場合は、国内で液化、水添等のキャリアへの変換を行うため、それらに必要な電力や天然ガスからの CO_2 排出がある。また、MCH が需要先で脱水素される場合は、脱水素のための熱や電力からの排出がある。図 103 ではパイプラインによる配送であり、圧縮動力は再エネ由来の水電解に含まれ、また、パイプラインの利用による CO_2 排出は発生し

ないとしたため、GtT の CO_2 排出量はない。



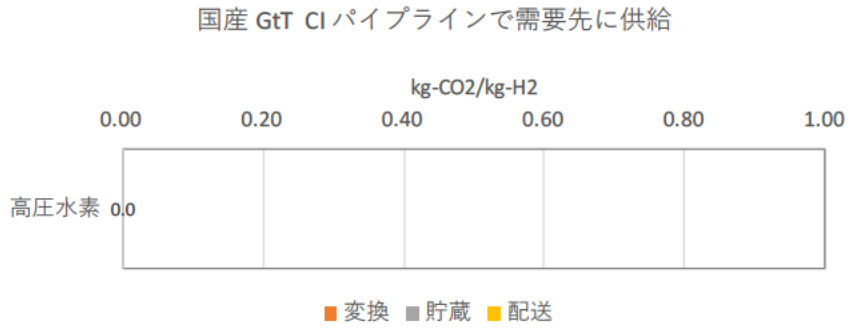
	GtT			
	変換	貯蔵	配送	水素ステーション　再変換
液化水素	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	-
高圧水素	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出	高圧水素ローリー	-
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素分離

図 101　国産 GtT のローリーによる需要先への供給の CI 分析結果



	GtT			
	変換	貯蔵	配送	水素ステーション・再変換
液化水素	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	水素ステーション
高圧水素	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素ステーション
高圧水素	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出	パイプライン	水素ステーション

図 102　国産 GtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果



	GtT		
	変換	貯蔵	配送
高圧水素	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン

図 103　国産 GtT のパイプラインよる水素供給の CI 分析結果

(3) WtT の例

ここでは、WtG と GtT の結果を組み合わせて代表的なサプライチェーンの CI の例を表現した。WtG は国内の風力による水電解の結果を用いている。ここでは、WtG と GtT を合わせたサプライチェーン全体の WtT の水素 1kg または 1 MJ 当たり(メタンを直接供給する場合)

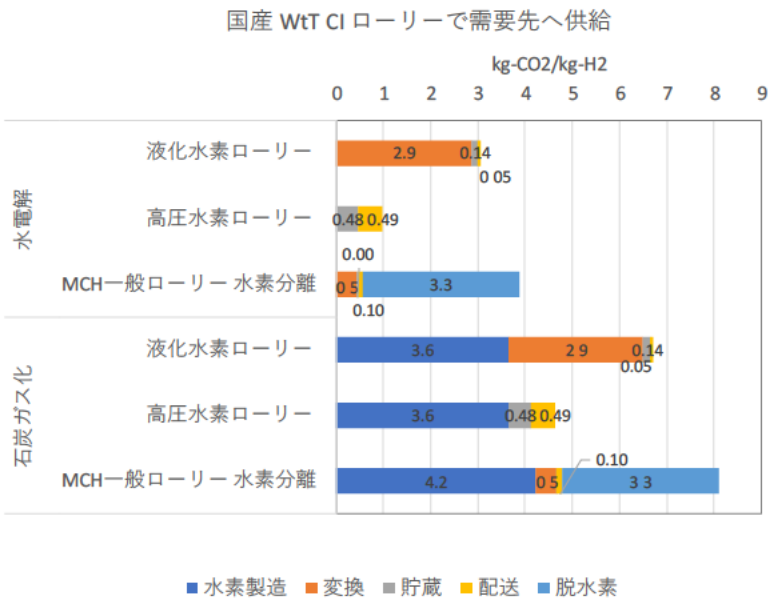
のCIを示す。なお、変換や輸送に起因する水素の損失がある場合はその量を考慮して水素製造のコストを設定した。これは、3.2.3(1)で示したCIは、WtG（水素製造プラント出口）における水素1kg当たりのCIであり、WtTのCIは、輸送や変換に伴う水素の損失を考慮したWtT出口での水素1kg当たりのCIで示す必要があるためである。高圧水素、液化水素、MCHは表 40、合成メタンの場合は、表 62に変換係数を用いてWtGのCIからWtTの水素製造のCIへ変換する。なお、本節は、水素製造法を再エネ由来の水電解と想定したため、WtTの水素製造のCIは、これらの変換係数の値によらず0である。

表 62　WtGからWtTの水素製造のCIへの変換係数（合成メタン）

	変換係数
合成メタン	0.010

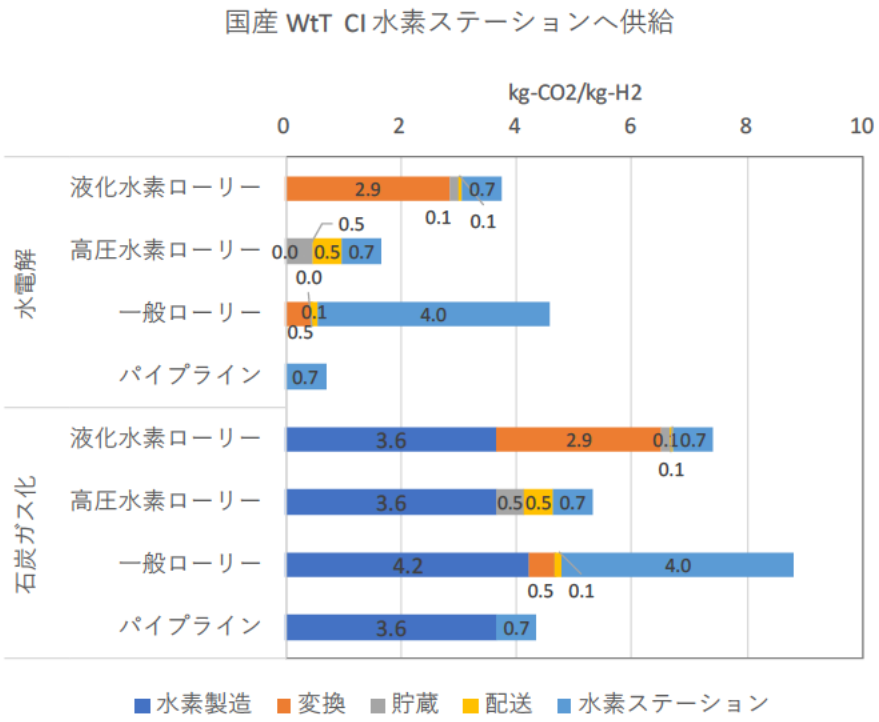
※※GtT入口水素量と出口メタン量の比をメタンの熱量と水素1kgの標準状態の体積で除して算出。WtGのCI（kg-CO_2/kg-H_2）にこの変換係数を乗じることで、WtTのCI（kg-CO_2/MJ）に変換することができる。

図 104から図 106にWtTの例として、再エネ電力を用いた水電解によって製造した水素を配送した場合のCIの分析結果を示す。図の下の表は、凡例の工程名と各キャリアの工程や技術の対応を示す。再エネ電力の利用によるCO_2排出はゼロとしているので国産の場合は、国内で液化、水添等のキャリアへの変換を行うため、それらに必要な電力や天然ガスからのCO_2排出がある。また、MCHが需要先で脱水素される場合は、脱水素のための熱や電力からの排出がある。



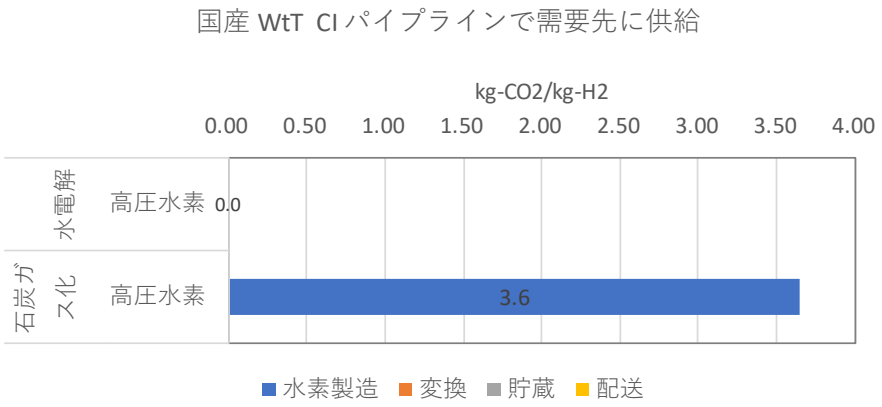
	WtG	GtT			
	水素製造	変換	貯蔵	配送	水素ステーション・再変換
液化水素	水電解	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	-
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	-
MCH	水電解	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素分離
液化水素	石炭ガス化	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	-
高圧水素	石炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出	高圧水素ローリー	-
MCH	石炭ガス化	水素添加	MCH/トルエン貯	一般ローリー	水素分離

図 104　国産 WtT のローリーによる需要先への供給の CI 分析結果



	WtG	GtT			
	水素製造	変換	貯蔵	配送	水素ステーション　再変換
液化水素	水電解	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	水素ステーション
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水電解	水素添加	MCH/トルエン貯	一般ローリー	水素ステーション
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出	パイプライン	水素ステーション
高圧水素	石炭ガス化	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	水素ステーション
MCH	石炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出	高圧水素ローリー	水素ステーション
高圧水素	石炭ガス化	水素添加	MCH/トルエン貯	一般ローリー	水素ステーション
高圧水素	石炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出	パイプライン	水素ステーション

図 105　国産 WtT の水素ステーションへの供給の CI 分析結果



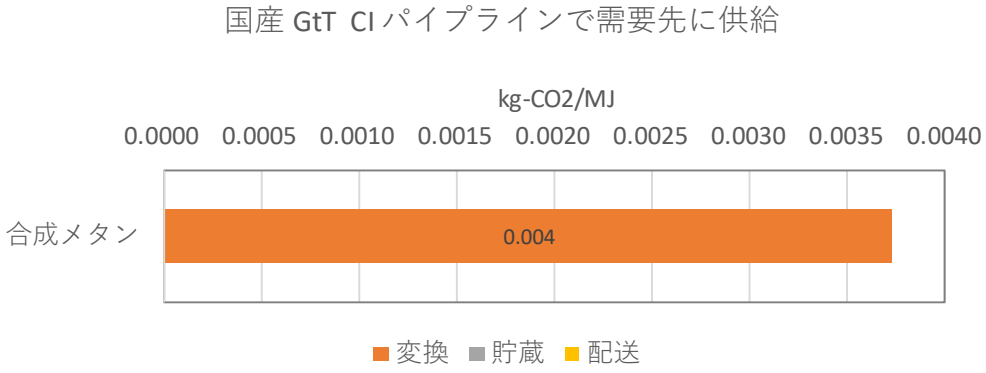
	WtG	GtT		
	水素製造	変換	貯蔵	配送
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出	パイプライン
高圧水素	褐炭ガス化	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵　出	パイプライン

図 108　国産WtTのパイプラインによるメタン供給のCI分析結果（参考）

図 106　国産 WtT のパイプラインによる水素供給の CI 分析結果

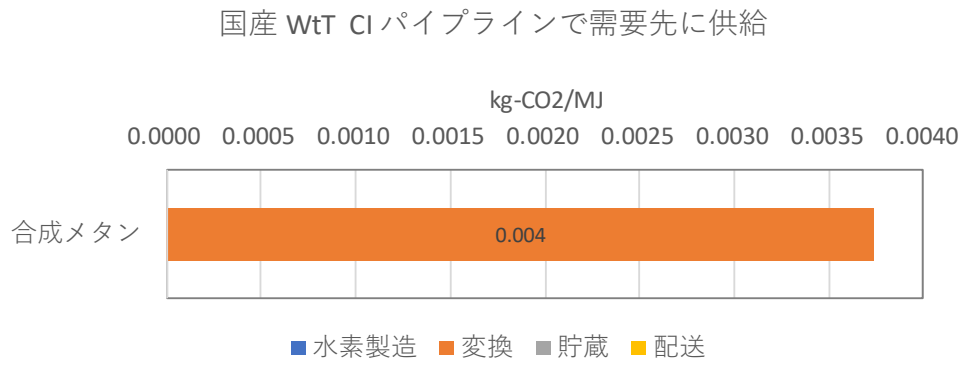
(4) 直接利用の場合

図 107、図 108 に国産 GtT のパイプラインよるメタン供給の CI 分析結果（参考）国産 WtT のパイプラインによるメタン供給の CI 分析結果（参考）を示す。なお、合成メタンの原料とした CO_2 が利用後に大気へ放出される場合の帰属については議論が進められているため、本調査では計上していない。



	GtT		
	変換	貯蔵	配送
合成メタン	メタネーション	-	パイプライン

図 107　国産 GtT のパイプラインよるメタン供給の CI 分析結果（参考）



	WtG	GtT		
	水素製造	変換	貯蔵	配送
合成メタン	水電解	メタネーション	-	パイプライン

図 108　国産 WtT のパイプラインによるメタン供給の CI 分析結果（参考）

4. 大規模サプライチェーン構築の課題と取り組みの方向性

2050 年のカーボンニュートラル達成を見据えた 2030 年の競争的な大規模水素サプライチェーン構築に向けて、政府や民間企業等の各プレイヤーが必要な評価基盤整備や技術開発、規制等の措置を検討する際の材料を整理し、取り組みの方向性を検討した。

4.1 保安・安全関連規制の課題と取り組みの方向性

大規模水素サプライチェーン構築に向けた検討材料として、保安・安全関連規制の課題と取り組みの方向性を調査、検討した。

これまで保安・安全規制は、水素ステーション・燃料電池自動車分野に集中して適正化が取り組まれてきた。今後の大規模供給、用途拡大に向けた新たな適正化要望について事業者アンケート、ヒアリングを行いとりまとめた。

また、韓国では先ごろ水素安全の確保と振興を目的とした法律が制定された。その概要も併せて調査した。

なお、CO_2 排出、炭素強度に係る制度の調査結果は、前項「水素の非化石価値の顕在化に向けた調査・分析」でとりまとめた。

4.1.1 保安・安全規制の課題　アンケート調査結果

水素関連の業界団体である水素バリューチェーン推進協議会(会員数　約 320)のメンバー企業に対し、大規サプライチェーン構築に向けた規制課題についてアンケート調査、併せて主要課題についてはヒアリング調査を実施した。

調査実施時期:2022 年 5 月～7 月

回答社数/件数:43 社/168 件

表 63　法規制別 規制課題提案件数

高圧ガス保安法	69	道路運送車両法	2
ガス事業法	4	建築基準法	5
電気事業法	18	未特定	10
消防法	2	その他	6

「その他」は道路法、鉄道営業法、再エネ特別措置法、JIS、IMO、水素事業法(仮称)。回答のあった規制課題一覧(アンケートデータ)を分野毎示す。

表 64　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)①

現在の規制内容			規制見直し要望			自由記載
法令等名	該当条文等	規制内容（要約）	要望の具体的内容 規制緩和すべき理由	規制緩和による効果 コスト・期間・スペース低減 水素量増大等	安全上の課題 有無および 対応考え方	（要望、困りごとなど） 例)適用する規制が存在しない、 複数の規制にまたがる、など
高圧水素輸送						
高圧ガス保安法	一般則第49条 2-ハ	一般則第49条 2-ハ「容器ごとに容器元弁を設けること。」	海外規制（ASME及びEN規格）に準拠したものを、高圧保安ガス上の特定設備に指定して標準化すること。	概算でトレーラーCAPEXが1億円下がる。実際のオペレーション面で、100本を超える車載容器をこれまで通り手動で開閉することは非現実的	容器ごとに容器弁ではなく、一定容量ごとの仕切とする。欧州では5000L が閾値。	
高圧ガス保安法	容器則第8条10	容器則第8条10　複合容器15年という使用期限	圧力帯や実績で評価（強化or緩和）すべき	ライフサイクルコストの低減がより期待できる。既存の鋼製容器とコスト競合が可能になる。	容器再検査の適切な評価・検査方法も必要	
高圧ガス保安法	JPEC-S 0005/ 0006	JPEC-S 0005/ 0006	元の技術基準JIMGA-T-S/12/04との比較、海外技術基準との比較から適切な標準化が求められる。	コスト削減、導入期間短縮、重量低減、フットプリント低減など。	海外規制の確認と実データ検証	
容器則 例示基準	第９条４（４）	安全弁作動試験において、溶栓式安全弁の試験方法および合格基準を示している。	現行では対象が「溶栓式安全弁」のみであるが「溶栓式安全弁および ガラス球安全弁」とする。	コスト低減に繋がる。		
一般高圧ガス保安規則	第7条の3第1項	輸送用容器に関する技術基準として、45MPaまでの圧力に対する例示基準を示している。 (内容詳細は割愛)	70MPaを超える圧力の輸送用容器の基準を整備してほしい。	70MPaのタンクを備え、かつ、FCVのように水素ステーションまでの自走が出来ないFC機器に対する水素供給手段の具体化検討が可能になる。		
		LPGと水素タンクの友積み禁止	LPG輸送業者が水素タンクを友積みして配送できるよう緩和を望む。	既存のLPG輸送網を使用可能となり輸送コスト低減による水素普及につながる（仮説）	今後詰める（LPG業者とも要相談）	
一般高圧ガス保安規則	第49条第1項第17号	300m3以上の水素を運搬するときは資格者等が必要	資格者不要な水素量の上限を引き上げたい。	大量水素を輸送する場合、移動監視者が不要となり、輸送コスト低減が期待できる。	水素の拡散、燃焼特性を検証し、合理的な上限を設定しなおす	カードル輸送などにおいて、一定量超えると移動監視者が必要。
危険物積載車両の水底トンネル通行禁止	別表第2／2高圧ガス	高圧ガス60m3以上を運ぶときは水底トンネルなど通過してはいけない。	水底トンネルなどで積載可能な水素量の上限を引き上げたい。	大量水素を輸送する場合、輸送ルートの選択肢が増え、輸送コスト低減が期待できる。	水素の拡散、燃焼特性を検証し、合理的な上限を設定しなおす	カードル輸送などにおいて、一定量超えると通行できないトンネルが存在。
パイプライン						
ガス工作物の省令	第22条	水素柱上パイプラインによる水素供給に伴う付臭義務	水素の送管が柱上でることから、付臭の有用性がない。	水素利用時に脱臭の必要がないため、コストダウンできる	付臭の代わりに、水素検知器などで代用する	ガス工作物の技術上の基準を定める省令　第22条（付臭措置）
ガス工作物の基準省令	第二十二条	供給するガス（水素）への付臭	水素ガスへの付臭義務の見直し（導管を用いる場合）	燃料電池に使用する場合、脱臭装置が不用となる。		低圧により行う大口供給の用に供するものについては、適切な漏えい検知装置が適切な方法により設置されているものは除外となっているが、高圧で一定規模を供給する場合の取扱が不明。（水素ステーションを拠点に近傍の施設に供給をイメージ）
			都市ガス導管の社会インフラの有効活用 (1)都市ガス（13A，他）への水素混入に関する規制緩和。水電解装置から製造した水素の優先度考慮。 (2)既存ガス管の水素への転用等，ガス事業法を中心とする規制への対応。			
ガス工作物の基準省令	第22条	水素柱上パイプラインによる水素供給に伴う付臭措置				水素の送管が柱上でることから、付臭の有用性がない。
		水素パイプラインについて、場所や事業体により適用する法規や基準が異なるため、統一した設計・施工・認証ができるよう改定されるよう希望する。				
液水貯蔵						
高圧ガス保安法	一般則６条第１項第７号	・第１種製造者の製造施設、貯槽等においては、液化ガスが液状で流出したときに、これらの液化ガスを限られた範囲を越えて流出することを防止するため、防液堤の設置が義務付けられている。	・液化水素においては、他の液化ガスと比較して気化が早いため、防液堤がない場合でも地表面に滞留する可能性が低いと考えるため、周辺環境等の条件を満たす場合には防液堤不要としても安全上差異がないと考える。	・設備建造コストが従来よりも削減可能となる。 ・防液提が必要なくなることで、必要面積を小さくすることができる。		政策提言方法は検討の余地あり。 一般則見直しではなく例示基準案を出し、変更を要望するという形が効果的か。
高圧ガス保安法、電気事業法、ほか		・同じ設備でも、用途の違いにより準拠する法律が変わり、手続きや設計対応が変わる。	・液化水素タンク製造時、準拠する法律によって「溶接事業者検査」が必要な場合と、不要な場合がある。対応が変わらないように統一して頂きたい。	法律に対応する手続きや設計対応が改善され、製造コストが低減できる		統一化する場合、厳しい側に統一される可能性が高い為、影響の検討が必要。
発電用火力設備の技術基準の解釈	第50条第2項ニ	液化水素貯槽はLNG貯槽に比べて約２倍の離隔距離が必要。	算定式の見直しや対策による距離低減等により、離隔距離の適正化が必要。	離隔距離の適正化により、配置上の制約が緩和される。	必要に応じて防爆対策等による保安確保が必要。	
発電用火力設備の技術基準の解釈						今後、規模の大きい発電向けに技術基準の改正が必要と思慮。
発電用火力設備の技術基準の解釈	第50条	現行基準では、液化水素貯槽の場合、発電所境界線との間に必要な離隔距離が同容量の液化天然ガス貯槽の約2倍となり、設備レイアウト上の大きな制約となり得る。	何らかの安全上の対策を講じた上で、離隔距離を緩和する策など、保安規制の見直しが必要。	設置場所や設備レイアウトに関する制約が緩和されることで、大型液化水素基地の導入促進につながる。	何らかの安全上の対策を講じた上で、離隔距離を緩和する策など、保安規制の見直しが必要。	
高圧ガス保安法	コンビ則第5条2項	液化水素貯槽等からの保安物件（病院、学校 等）に対する保安上必要な距離（保安距離）は、コンビナート等保安規則であれば、ガスの燃焼熱量により算定することになっているが、水素においては他のガスと異なり、温度に関係なく一義的な値となっているため、保安距離の算出結果が他のガスに比べ大きな値となる。港湾部等の広大な工業地域での設置では問題ないかもしれないが、例えば周囲に保安物件のある内陸部工場で水素利活用のために液化水素タンクを設ける場合等は、支障となる可能性がある。	離隔距離計算に用いるK値は、元々はTNT等価法に基づくものであり爆風圧の推定であるが、爆轟を前提としたもので、爆轟を生じるものに対しては一致するが、現実的に起こりうる現象であるのかとの疑問が指摘されている。 何らかの安全上の対策を講じた上で、離隔距離を緩和する策など、保安規制の見直しが必要と考える。	設置場所や設備レイアウトに関する制約が緩和されることで、水素利活用の導入促進につながる。		
	第50条	水素社会の本格的な普及に際しては大量の水素供給が求められ、大量貯蔵に適した水素受入・貯蔵設備が必要となる。現行基準では、液化水素貯槽の場合、発電所境界線との間に必要な離隔距離が同容量の液化天然ガス貯槽の約３倍となり（発電用火力設備の技術基準の解釈第５０条）、設備レイアウト上の大きな制約となり得る。	何らかの安全上の対策を講じた上で、離隔距離を緩和する策など、保安規制の見直しが必要と考える。	設置場所や設備レイアウトに関する制約が緩和されることで、発電での水素利活用の導入促進につながる。		
高圧ガス保安法	一般則第6条	液化水素は－253℃となっており、火気設備への設置が必要となる散水設備は、漏洩時に逆に気化を助長してしまい、かえって危険となる。また漏洩があった場所は、氷が漂着するため、目視で確認可能。	液化水素貯槽設備設置における散水設備の撤廃	散水設備の設置が不要となり、コスト削減が可能となる。		
高圧ガス保安法	コンビ則第2条第22号	一般則適用の既存工場へ水素発電設備を導入する際、新設する液水貯槽の貯蔵量を既存工場貯蔵量へ加える事でコンビ則適用となる場合、既存設備までも法規対応による変更が必要となるため普及の妨げになっている。	高圧ガスを取り扱う既存工場へ水素発電設備を導入する際はコンビ則適用除外とする。	高圧ガス保安法の適用を受けている既存工場への水素発電設備の導入促進につながる。		
	第385条		液化水素運搬船と同等の貯蔵タンクを有する貯蔵船に対する指示事項の具体化が必要。			

表 65　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)②

現在の規制内容			規制見直し要望			自由記載
法令等名	該当条文等	規制内容 （要約）	要望の具体的内容 規制緩和すべき理由	規制緩和による効果 コスト・期間・スペース低減 水素量増大等	安全上の課題 有無および 対応考え方	（要望、困りごとなど） 例)適用する規制が存在しない、 複数の規制にまたがる、など
有機ハイドライド						
		貯蔵船にMCHを貯蔵する場合、ケミカルタンカー タイプII、(タンク容積3000m3以下)にする必要あり。				
消防法	危政令第11条	屋外貯蔵タンクにおいて、危険物の引火点70℃以上の場合、当該タンクの直径等の数値に等しい距離以上を保つこと。				
						分散型MCH脱水素設備の市中設置に係る諸規制の整備
消防法	危規則第27条の５	圧縮水素充填設備設置給油取扱所の基準の特例には、改質装置と液体水素設備について規定が設けられている。				給油取扱所に、MCHオンサイト脱水素設備による水素供給を含める。
建築基準法	告示359号	商業地域・準工業地域に設置できる水素製造装置が、水電解と水蒸気改質と規定されている。				MCHオンサイト脱水素型の水素ステーションの用途地域を商業地域・準工業地域に拡大する。
電解設備						
高圧ガス保安法	第2条第1項	日本の水電解装置は1MPa未満での仕様となっておりガラパゴス化(海外の水電解装置は3～4MPa仕様が標準的)。	海外の安価な水電解装置を輸入して使用することが不可。 高圧ガス規制の緩和（例：4MPa）または水電解装置特例での緩和を検討したい。	海外の安価な水電解装置を使用できるようになり水素コスト低減が見込める。また日本の水電解装置を海外で使用可能になることで日本の水電解装置の競争力向上が見込める。	海外の水電解装置は3～4MPa仕様が一般的であり実績あり。	
建築基準法		水電解装置について建築基準法に記載がない。				水電解コンテナが建築物に該当する場合、着工70日前に建築確認申請が必要。対象外となるよう通達を解釈し、導入のリードタイムを短くしたい。
－	10条	発電システムの変更内容によっては、認定事業者毎に再エネ発電事業計画の新規認定が必要				複数の事業者で水電解装置を集約可能とする（集約する際の手続きを簡略化する）
モビリティ①　水素モビリティの拡大						
道路運送車両法 道路運送車両の保安基準	第17条	高圧ガス燃料装置の安全基準				左記法令に特殊自動車の規定が必要である。トラクタは道路運送車両の対象(特殊自動車)であるが、第17条の３によると、告示で定める基準の対象として、特殊自動車は含まれていないため、 基準が存在しないことになる。 →今後あらゆるモビリティで水素化の可能性があることを考慮し、一部に限った現状の規制をより幅広く適用できるような緩和が望ましい。
一般高圧ガス保安規則	第7条の3	圧縮水素の充填に関する規制				特殊自動車やオフロード車への規定が必要。（左記法令は自動車のみのものであり、トラクタなどの特殊自動車に水素ステーションなどから水素を充填できない。） →今後あらゆるモビリティで水素化の可能性があることを考慮し、一部に限った現状の規制をより幅広く適用できるような緩和が望ましい。 左に同じですが、どのような規定が必要か具体的に記載する必要があると思います(推測ですが、JPEC-S充填プロトコルが必要ということでしょうか。)
容器保安規則	第2条	高圧ガス容器に関する規制				特殊自動車向けの容器基準を作成してほしい。容器保安規則上、移動体用の水素タンクは、圧縮水素自動車燃料装置用容器と圧縮水素二輪自動車燃料装置用容器の2種類しかなく、特殊自動車用の容器基準はない。 そのため、FCフォークリフト同様で圧縮水素自動車燃料装置用容器で型式認定されたタンクを使用したいと考えているが、 トラクタに載せていいと判断されるためにどのようなプロセスを取ればよいのかが不明である。 →今後あらゆるモビリティで水素化の可能性があることを考慮し、一部に限った現状の規制をより幅広く適用できるような緩和が望ましい。
		保安検査に要する時間			○	ZETTに搭載した燃料タンクについて、高圧ガス保安法により容器再検査を受けることが必要になる。（タンク製造日から4年1ヶ月、その後2年3ヶ月、15年を超えた場合はクズ化） 一方、クレーンは都道府県労働局長又は所轄労働基準監督署長から交付を受けた特定機械等の「検査証」の有効期間（２年）を更新するために、性能検査をこの有効期間内に受検して合格する必要がある。 ZETT は、物流に係る作業を効率的に行うために利用されており、メンテナンス時間を最小限にすることが効率化の前提となる。ZETTの性能検査スケジュールと容器再検査スケジュールが異なれば、ZETTが使用できない日数が増える可能性があり、ユーザの物流作業が非効率になる。
高圧ガス保安法	容器保安規則の機能性基準の運用について	プラスチックライナー製一般複合容器の基準がない。				自動車用容器（70MPa）を一般用途でも使用可能としたい。
高圧ガス保安法容器則	第8条、第10条	自動車用容器と一般用容器との表示、刻印方式が違う				
容器保安規則細目告示	第15条、第23条	一般複合容器は附属品を外して、それぞれに外観検査などが必要				附属品をつけたまま再検査したい。自動車と同じ検査方法にしたい。
高圧ガス保安法	第49条 第2項他	車両と容器が １対１で紐付必要 載せ替え不可				カートリッジタンクを使って 交換使用不可 →海外では使用可能 　DOOSANはドローンに採用
一般高圧ガス保安規則	第49条第1項					輸送用の大きなタンクを燃料用タンクとして使用したいため、高圧法で認めていただきたいというのが大きな課題。自動車の燃料タンクは使用してよいが、輸送用は自動車の燃料タンクとして認められていないため船でも使えないというルールになっている。
一般高圧ガス保安規則	第49条第1項第3号					タンクの検査に関して、寿命の問題がある。自動車は15年が最大になっているが、船自体は20～30年使うため、15年でタンクを交換するのは寿命が余ってしまう。
容器保安規則	第24条第1項第5号					検査の間隔は、自動車は高圧法と車検のルールがずれていたのを今回自動車側のルールに合わせるということであるが、船舶も自動車と同じ2.5年ピッチで検査をしないといけない。船舶にタンクを搭載した段階で高圧法の対象から外れるため高圧法の中で船舶は対象外とされている。検査間隔は海事局が指定すればよいと考えている。
高圧ガス保安法容器保安規則	容器保安規則の機能性基準の運用について（別添13）	２輪車用にプラスチックライナー製一般複合容器の基準がない。タンク容量が23L以下の制限がある 。				自動車用容器（70MPa）をバイク用で使用可能としたい。

表 66　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)③

現在の規制内容			規制見直し要望			自由記載
法令等名	該当条文等	規制内容（要約）	要望の具体的内容 規制緩和すべき理由	規制緩和による効果 コスト・期間・スペース低減 水素量増大等	安全上の課題 有無および 対応考え方	（要望、困りごとなど） 例)適用する規制が存在しない、 複数の規制にまたがる、など
モビリティ②　水素ステーションでなんにでも充填						
一般高圧ガス保安規則	第55条第1項第1号	境界線及び警戒票				燃料電池自動車は自ら移動し、目的地にて外部に電力を供給するため境界線を明示できない。
一般高圧ガス保安規則	第2条第1項第25号及び第26号	圧縮水素スタンドは車両に固定した燃料装置用容器に充填する設備				車両に固定する以外の燃料容器にも充填可能としたい。
一般高圧ガス保安規則	第2条定義25,26					水素ステーションの中には、自動車しか使っていけないという条項で作られたものがある。たとえば、水素ステーションを港に作って船に供給するとなった場合、自動車しか使っていけないという条項が制約条件になってくる。
一般高圧ガス保安規則	第2条第25号等	7条の３ステーションでは車載用タンク以外への充填が認められず、車両以外への水素充填不可				・多様な水素モビリティ・アイテムへの水素充填を可能にする ・PLによる近隣への再エネ水素供給を可能とする
モビリティ③　どこでも充填						
建築基準法	第48条	用途地域毎の水素貯蔵量の制限				住宅地域またはその近隣にある圃場の近くに水素ステーションを設置する場合を考えた際、複数の燃料電池トラクタに供給する水素の量を貯蔵できない可能性がある。 (準住居地域だと貯蔵量の制限は350Nm3) 国交省の課長通達「水素スタンドにおける圧縮ガスの貯蔵又は処理に対する建築基準法第 48 条の規定に関する許可準則」により、水素スタンド内の貯蔵量上限は、すでに撤廃されています。
施工令	第116条第130条の9	用途地域毎の水素貯蔵量の制限				住宅地域またはその近隣にある圃場の近くに水素ステーションを設置する場合を考えた際、複数の燃料電池トラクタに供給する水素の量を貯蔵できない可能性がある。 (準住居地域だと貯蔵量の制限は350Nm3) 国交省の課長通達「水素スタンドにおける圧縮ガスの貯蔵又は処理に対する建築基準法第 48 条の規定に関する許可準則」により、水素スタンド内の貯蔵量上限は、すでに撤廃されています。
高圧ガス保安法	第48条第5項	高圧ガス容器に関する規則				高圧ガス保安法上、使用する20日前までに充填許可を都道府県に申請する必要があるため、燃料電池トラクタが圃場の特定の箇所で燃料切れを起こしたときに水素充填を行うことができない。
		RTGは車両法上の大特に分類される「自動車」であるものの、非公道車両であるため車両法に保安基準がなく、車検制度が未整備				
		水素貯蔵量が300㎥以上の規制基準の整備				圧縮水素自動車燃料装置用容器を搭載した車両については、高圧法により高圧ガスの貯蔵及び貯蔵所、消費、移動について規制の対象となり、該当する取扱に応じて、それぞれ行政機関への手続きや技術上の基準の遵守義務等の規制の対象となる。 貯蔵、移動に関してすでに基準があり、また貯蔵所は通達により適用除外されているが、消費については基準や通達等の措置が定められていない。 このため300m3以上の圧縮水素の消費（高圧法24の 2 及び同政令 7.2）については、事業所ごとに消費開始の日の 20 日前までに都道府県知事に届け出なければならず、施設を、その位置、構造及び設備が経済産業省令で定める技術上の基準に適合するように維持しなければならない。
一般高圧ガス保安規則	第55条第1項第2号	消費施設の保安距離				第一種保安物件及び第二種保安物件に附属した外部給電ユニットの利用が想定され、これらの物件に対し、一定の保安距離を取ることができない。
一般高圧ガス保安規則	第55条第1項第27号	防消火設備				自動車で移動するので、常に防消化設備を装備する場所が確保できない。
一般高圧ガス保安規則	第55条第2項第1号	火気の使用				停車時に建物に給電することが目的の一つであることから、常に5mの火気離隔距離を確保できる場所で活動を行うことができない。
一般高圧ガス保安規則	第60条第10号	火気の使用				可搬形発電装置を用いる工事現場や屋外イベント会場などで、周囲5mの火気離隔距離を確保するため広いスペースが必要で制約となる。
一般高圧ガス保安規則	第26条他					可搬形発電装置を用いる工事現場や屋外イベント会場などで、常設の設備を用いることなく、第2種貯蔵所に相当する高圧水素を使用したい。
一般高圧ガス保安規則	第8条の2第2項第2号	離隔距離が必要移動式（圧縮水素スタンドなどを含め）				容器、カードルをトラックに積載したまま、路上充填する際、離隔距離が必要。事実上不可能な場合が多い。
一般高圧ガス保安規則	第6条、第55条～第60条	FCEVに外部に設置した容器から水素を供給すると、車両FCシステムまで高圧ガス保安法がかかる（圧縮水素スタンドでは車両FCシステムには高圧ガス保安法がかからないということでしょうか。）				FCEVにカードル接続し、水素供給する場合、高圧ガス保安法の範疇となり、車両法で認められている材料が認められず、車両が高コストになってしまう
高圧ガス保安法一般則	第2条第1項第18号ト（ト）	減圧弁による1MPa以上への減圧も製造で届出が必要				FCEVにカードル接続し、水素供給する場合、高圧ガス保安法の範疇となり、車両法で認められている減圧（1MPa以上）が製造に該当してしまう。カードル接続後の水素供給において、届出等が必要
						車上から直接、低圧水素の供給を行いたい
鉄道技術基準を定める省令	全般	水素を搭載した鉄道車両に関する定義がなく、型式ごとに特認・認可が必要				水素を搭載した鉄道車両に関する技術基準（省令）を制定してほしい そのうえで、高圧水素容器に関する高圧ガス保安法規制と一本化してほしい
高圧ガス保安法	第16条	燃料電池鉄道車両の水素搭載量は300Nm³以上を想定しており、車庫が第一種製造者または貯蔵所となり、保安物件との離隔が必要				モビリティ車庫を第一種製造者または貯蔵所から除外してほしい
一般高圧ガス保安規則	第55条第2項第1号、第60条第1項第10号	(一部)電化路線運転時は、架線(裸電線)が火気であるため運行できない				鉄道の架線を火気から除外してほしい
一般高圧ガス保安規則	第55条第1項第2号	燃料電池鉄道車両は2万人以上が乗降する駅にが乗り入れられない				保安物件から駅の要件を除外してほしい （定置式燃料電池を駅のエネルギー源として使用する場合も障壁となる）
一般高圧ガス保安規則	第50条第2項　など	車載水素容器を40℃に保つ温度管理が必要				車載水素容器の上限温度を拡大してほしい
一般高圧ガス保安規則	第6条第1項第42号ロ	圧縮水素容器置場を二階建とするには20MPa以下とする必要がある。				20MPa以上の容器を建物階数に制限を設けず保管を可能にしたい。
容器保安規則	第2条第1項第11の2号	一般複合容器にケーシングの概念がない（液化石油ガス用一般複合容器のみあり）				ケーシング（容器則の中で規定されている）の概念をタイプ４の一般複合容器の中に含めたい
容器保安規則	第8条第3項第3の2号	Woven-2と同じ				ケーシングが損傷した場合は容器本体は継続利用でケーシングのみを交換できるようにしたい
容器保安規則	第10条第1項第1号	容器の色（水素：赤のみ）				容器の色（水素：赤）を自由化したい
容器保安規則細目告示	第15条、第23条	一般複合容器は附属品を外して、耐圧検査などが必要				カートリッジ容器に適切な容器再検査・附属品再検査を策定したい（附属品をつけたまま耐圧検査したい。自動車と同じ検査方法）
一般高圧ガス保安規則	第６条第2項第8号	容器の保管温度を40℃以下とする必要あり				耐熱性を有する容器に関しては40℃以下の規制を緩和
高圧ガス保安法	第24条	圧縮水素ガスを利用した家庭用設備に関する規定がない（現行は圧縮天然ガスのみ）				水素カートリッジを一般家庭で活用するアプリケーションを検討しているが基準がない。 LPG容器と同じように使用したい。

表 67　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)④

現在の規制内容			規制見直し要望			自由記載
法令等名	該当条文等	規制内容（要約）	要望の具体的内容 規制緩和すべき理由	規制緩和による効果 コスト・期間・スペース低減 水素量増大等	安全上の課題 有無および 対応考え方	（要望、困りごとなど） 例)適用する規制が存在しない、 複数の規制にまたがる、など
定置型燃料電池						
電気事業法施行規則	第48条第1項、第2項	水素吸蔵合金ユニットを利用した純水素型燃料電池において、自家用電気工作物の位置づけ	エネファームと同様、小型の燃料電池システムにおいては、一般用電気工作物であることが妥当	運用時のコストを低減することができる	利用する圧力として、高圧ガス保安法に準じて、利用圧力を1MPa未満にする	電気事業法施行規則　第48条第1項、第2項の一般用電気工作物に該当しない。
電気事業法 施行規則	第38条第2項 第48条	FC発電機は 出力:10kW未満 最高使用圧力: 0.1MPa未満	最高使用圧力0.1MPa未満 では水素を効率的に使うことが できないため使用用途が 限定される。 例えば高圧ガス保安法で 規制されている1MPaに できないか？	・工場使用と一般使用の 共通化を図ることが可能 →コスト低減に貢献可能	最高使用圧力増加 (例1MPa以下)でも 安全性に問題ないことの立証 および代替措置が必要	・使用範囲が非常に限定されるため 数量増が見込めない。 ・規制緩和時の市民理解 （危険ではないということを示す）
JIS C 62282-3-300			小型燃料電池発電システムの出力見直し　0.1MPa以下,10kW未満から拡大）	イニシャルコスト、ランニングコスト低減、設置スペース低減	圧力、容量増に対する安全性検証が必要	
工事計画届を要する発電所	別表第二 第62条、第65条関係	電源容量による制約	出元が火力発電設備に係る規制であるため、組合せによる上限を適用外とし、各電源の容量上限に準拠すれば可としたい	使用前検査記録の提出など届出の簡素化、もしくはフェンスなどによる区画を行う必要がなくなるため、CAPEXの低減が可能となる	例えば、PVとFCの組合せであれば、共に燃焼による発電装置ではなく各々が当該クライテリアに準拠した機器であるため相互干渉はなく、各上限値に基づいた対応を行うことで問題は無いと考える	FC単体としての規制緩和はFCCJで推進するため、電源構成組合せによって発生する規制課題をJH2Aで議論させて頂きたい 他分散電源での規制緩和動向との連動や、JEMAとの連携も見据える必要があろうかと思います
			定置用燃料電池を屋上設置したい。	将来的な水素パイプラインが配備された際における定置用FC採用拡大への期待	屋内配管における設計のガイドラインを従来のガスに合わせるか、簡素化の余地あるかの検討が必要	機器メーカーだけでは検討が進まないため、既存の都市ガス配管に知見のあるお会社様のご助力を頂きたい どこに提言をするのかも含めて議論が必要
発電用火力設備の技術基準(火技)	第6章 第30-36条、49条-2	0.1MPa未満かつ10kW未満の純水素を燃料とする燃料電池では「不活性ガス置換」不要とされている。	「0.1MPa未満かつ10kW未満」に関する規制合理化	100kPa以上、10kW以上の産業用燃料電池システムに必要とされるN2パージなどの不活性ガス置換が不要、コストアップ要因が取り除ける。	不活性ガス置換不要でも安全性を担保できるロジック説明が必要	
電気設備の技術基準(電技)	第46条 第1項、第47条の2 第6項	合計出力300kW未満の固体酸化物型の燃料電池は、条件付きで1MPa未満で常時監視が不要とされている	様に常時監視を省略しても安全性を担保できるかを検討する。 また、実状に応じた出力上限の見直しも検討の余地があると考える。	常時監視にかかるコストの低減、常時監視不要となる圧力条件の見直し（高圧化）による機器サイズ低減。	規制緩和条件においても、安全性を担保できるロジック説明が必要	
高圧ガス保安法（内規）		出口が1MPa未満でも多段減圧で中間圧が1MPa以上だと高圧ガス製造に該当する。				減圧製造を回避するために高圧（例70MPa)から一度に精度良く1MPa未満へ減圧したいが技術的にハードルが高い。例えば１つの筐体内で多段減圧を行う場合は対象外としたい。
電気事業法施行規則	第48条第1項第5号イ	電気工作物内の流路を0.1MPa未満とする必要あり。				カートリッジを内蔵した燃料電池発電設備を一般電気工作物と認めて頂く為に1項の0.1MPa未満を緩和、又はハ項として要件追加。
電気事業法施行規則	第48条第1項、第2項	水素吸蔵合金ユニットを利用した純水素型燃料電池において、自家用電気工作物の位置づけ				エネファームと同様、小型の燃料電池システムにおいては、一般用電気工作物であることが妥当
		方式・電源容量による制約				①純水素燃料の登場により大出力PEFCも市場投入され始めており、加圧型のPEFCについても、SOFCと同様に常時監視不要を認めていただきたい ②1MPa未満の供給圧の場合に数MWクラスまで常時監視不要としていただきたい
		電源容量による制約				純水素を燃料とするFCの場合、窒素パージ不要となる出力上限を10kW→最大1MWまで緩和していただきたい
電気事業法	第32条					・自動車用燃料電池システムの作動圧は0.1Mpa以上であり、作動圧を0.1Mpa以上許容して欲しい →過圧防止装置は自動車用システムと同じ手段での対応として欲しい
小規模水素発電						
電気事業法	第52条	・電気事業法では、法で定められた機器・器具の溶接の健全性について、使用する事業者が「溶接事業者検査」を実施し、検査・管理するよう定められており、社内で既に溶接検査を実施する体制や規定が構築されている発電事業者等では問題とはならないが、新規に自家用発電設備を導入するような事業者にとっては、「溶接事業者検査」のための社内・メーカの体制や規定の構築に多大な労力と時間を要しており、設備導入の決定の妨げや設備導入コストアップの要因となっている。水素を発電に使用する場合、水素の貯蔵　供給設備に溶接検査の対象機器が含まれるため、自家用用途での水素発電の普及の妨げとなる可能性がある。	・溶接事業者検査については、民間製品認証制度を利用した制度の合理化も実施されているが、自家用に発電装置を導入する事業者にとっては、自らが検査や管理を実施すること自体が大きな障害となることから、自家用用途に限っては、液化水素やLNGの貯蔵・供給設備等の溶接事業者検査を、事業者に代わり国の認定機関等が検査を実施し、合格証や認定証を発行する「高圧ガス保安法」での整備が選択できるように条件緩和を希望する。	・「溶接事業者検査」のための体制や規定の構築に労力と時間を要することがなくなり、設備導入コストも低減されることから、水素燃料設備の導入が促進させる。		
高圧ガス保安法		水素関連設備について、試験設備でも恒久設備と同等の基準に基づいた設備設計、製作、施工およびガスの使用が必要である。	一時的な使用となる試験設備に対し、仮設設備での対応や、周辺立入禁止等の対応での試験実施を許可いただく。	従来よりも低コスト、簡易な設備で試験が実施可能になることで、水素用設備の開発促進につながる。		
材料						
高圧ガス保安法	一般則 第６条第１項第１４号、他	高圧ガス保安法で使用が許されている材料が、海外の法令と比べ少ない。	使用できる材料の範囲拡大。	・設備重量の削減。 ・コスト低減 ・納期短縮化		
一般高圧ガス保安規則	一般則例示基準9	高圧ガス設備にあっては規格材料、規格材料と比較して十分な特性を有するものを使用すること。	過去の実績にとらわれず、開発材料を積極的に採用し、日本の開発材料のデファクトスタンダード化を目指す。	使用材料の低コスト化、省資源化	要求特性、機能を明確にし、例示されているJIS規格鋼種と同等以上の要求特性、機能を有する材料が使用できるよう、必要データ・試験方法も合わせ 明確化して頂きたい。	・例示基準見直し・特認プロセス標準化 ・常用の圧力及び常用の温度と必要とされるニッケル当量の関係の見直し
離隔距離						
高圧ガス保安法一般高圧ガス保安規則	第6条第1項第3号ほか	可燃性ガスの製造設備から火気との離隔距離8mまたは流動防止措置若しくは連動装置による火気消火措置が必要、	現状だと多大なスペースが必要。二重配管による水素漏洩対策により、必要離隔距離が低減可能となる条項を追加してほしい。	火気離隔距離を低減できることで水素スタンドの設置面積を小さくすることができる。（建設地費用取得の低減（〇〇m2⇒〇〇m2）、建設地選択性の増加）	外側を窒素など不活性ガス等により保護、窒素内の水素濃度を検知、遮断することで可燃性ガスの流動防止と同等の安全性が見込める。（愛知県では認めてもらえた。）	
一般高圧ガス保安規則	第六条	製造施設や貯槽の周囲には一定の距離の確保が必要	各種離隔距離の見直しや緩和	市街地（商業地域、近隣商業地域や中高層住居専用地域など）は高度土地利用を想定しており、高い水素需要が期待される。しかし既に高度な土地利用な行われていたり、高地価で広い用地の確保が難しいという理由から、保安物件から十分な距離を確保できないために設備を設置できないケースが考えられる。 隣接地の土地利用状況に応じて、保安距離などを見直す（緩和する）ことで、市街地においても水素の供給や消費する箇所が増え、市民社会での普及が進むと期待される。		障壁の設置については、地区計画区域内（都市計画法）における塀・柵制限等により設置が困難な場合がある。
一般高圧ガス保安規則	第6条第1項第3号	タブレット、携帯電話、センサ類なども火気対象	高圧ガス設備をIoTで管理する際など、防爆対応が必要であると、高コストになってしまう。	水素設備の管理機器のコスト低減が期待できる。	水素濃度、着火エネルギーなど危害シナリオを検証し、ユースケースによっては、防爆要件を緩和。	電気機器・防爆対応が必要
コンビ則	第5条8号	二十メートル以上の距離を有すること。 （弊社実証用の水素ステーションで製造した水素は出荷することも可能であるが、離隔距離の規制で出荷設備を設置することができない。）				
発電用火力設備の技術基準	第50条第2項二	液化水素貯槽はLNG貯槽に比べて約２倍の離隔距離が必要。	算定式の見直しや対策による距離低減等により、離隔距離の適正化が必要。	離隔距離の適正化により、配置上の制約が緩和される。	必要に応じて防爆対策等による保安確保が必要。	
発電用火力設備の技術基準						今後、規模の大きい発電向けに技術基準の改正が必要と思慮。
発電用火力設備の技術基準の解釈	第50条	現行基準では、液化水素貯槽の場合、発電所境界線との間に必要な離隔距離が同容量の液化天然ガス貯槽の約2倍となり、設備レイアウト上の大きな制約となり得る。	何らかの安全上の対策を講じた上で、離隔距離を緩和する策など、保安規則の見直しが必要。	設置場所や設備レイアウトに関する制約が緩和されることで、大型液化水素基地の導入促進につながる。	何らかの安全上の対策を講じた上で、離隔距離を緩和する策など、保安規則の見直しが必要。	
高圧ガス保安法	一般則第37条	自治体間で火気に対する指導に差がある。過度と思われる自主的ルールもある。	火気の定義を明確化する。例えば、消防法施行令第五条及び第五条の二の規定に基づく対象火気設備等。	水素の危険性について正しく認識し、適切な取り扱いを普及させることで、市民の水素に対する受容性が高まる。		

表 68　分野別　規制課題提案一覧(アンケートデータ)⑤

現在の規制内容			規制見直し要望			自由記載
法令等名	該当条文等	規制内容 （要約）	要望の具体的内容 規制緩和すべき理由	規制緩和による効果 コスト・期間・スペース低減 水素量増大等	安全上の課題 有無および 対応考え方	（要望、困りごとなど） 例)適用する規制が存在しない、 複数の規制にまたがる、など
高圧水素貯蔵						
高圧ガス保安法（内規）		水素を燃料とする自動車は貯蔵所の貯蔵量に合算しない。	一定の安全装置を装備するモビリティ、容器は貯蔵量に合算しない。	カードルなどを必要なタイミング、場所に迅速に準備でき、円滑な水素供給が可能となる。	容器単体での貯蔵がFCEV駐車時と同等の安全を有していることを検証する	カードル保管の際、貯蔵所として認可、届出が必要。置きたいときに置けない。
建築基準法施行令	第百三十条の九	用途地域によって貯蔵できる危険物の量に制限がある。ただし以下は対象外 ①圧縮ガス又は液化ガスを燃料電池又は内燃機関の燃料として用いる自動車にこれらのガスを充填するための設備により貯蔵し、又は処理される圧縮ガス及び液化ガス ②地下貯蔵槽により貯蔵される第一石油類、アルコール類、第二石油類、第三石油類及び第四石油類 ③並国土交通大臣が安全上及び防火上支障がない構造と認めて指定する蓄電池により貯蔵される硫黄及びナトリウム	水素ステーションに限らず規制を緩和、あるいは貯槽の設置場所により規制の対象外としてほしい。	非常用発電機や地域熱供給事業の設備は、商業地域・近隣商業地域にも設置されているが、貯蔵の上限は70Nm3（準工業地域で350Nm3）で、十分な水素を貯蔵できず、市街地への水素導入が困難。 緩和によりエネルギー需要の高い中心市街地で、水素配管網を設けなくとも、水素の本格導入が可能になる。	１）大規模なビルや地域熱供給事業の事業所では種々の有資格者が勤務しており、水素ステーションと同等の安全確保が可能と考える。（あるいは有資格者の配置を義務づける） ２）水素が漏洩しても問題ない場所に貯槽を設置することで、規制の対象外にするなど。	
		運搬先での水素の充填時間に制限があり、実質、大量運搬できない				大量に水素を運搬し貯蔵設備に供給する場合の、運搬車両の駐車時間の制限を撤廃してほしい。
許認可手続き						
高圧ガス保安法	第24条の2第1項	たくさん消費するなら二十日前に届出	届出に必要ないリードタイムを可能な限り短くしたい	カードルなどを必要なタイミングで迅速に準備でき、円滑な水素供給が可能となる。	特になし	カードルを輸送、使用する判断をしてから、二十日間は待機する必要がある。水素を本当に使いたいときに使えない。リードタイム短縮、初回の届出だけ必要、などとしたい。
高圧ガス保安協会		事前評価は毎月一回	申請計画を考慮頂いたうえで、開催間隔を変更いただきたい	新規技術の迅速な展開が期待できる	特になし	KHKの事前評価委員会などではなく、KHKが随時判断（メーカーがKHKと直談判する。安全を外部に委ねることで責任回避していないか）
（別表）経済産業大臣の処分に係る標準処理期間		大臣特認に50日	KHKの事前評価申請が通っている場合は、即日交付してほしい	行政手続きに係る部分の期間短縮	KHKに安全検証いただいているので、追認のみで認めていただけないか。	大臣特認の行政手続き日数の短縮・デジタル手続きの推進（原紙送付で時間かかる。）
		大臣特認に30日				
高圧ガス保安法	一般則第73条	比較的小規模な実証事業でも水素の貯蔵量が300Nm3を超えることがあり、特定高圧ガス取扱主任者の専任が必用だが、資格取得の機会が限られる。	年数回、各地方で開催する。（近年は年１回、東京のみの開催）	水素の危険性について正しく認識し、適切な取り扱いができる有資格者が増加することで、消費地点の増加ひいては普及につながる。		
高圧ガス保安法		製造者は、高圧ガス保安法上の特定施設について、定期的に保安検査を受ける必要がある。特定施設の多くは1年に一回の保安検査が必要となり、水素普及の妨げになる可能性がある。	保安検査周期の延長	・設備運用コストの低減		
－	－	－				自治体毎に判断が異ならない様に、統一された基準等が必要
資格者・監視						
高圧ガス保安法	第27条の2ほか	水素発電施設の液化水素貯蔵に関しては、少なくとも、①保安統括者、②保安統括者代理兼保安係員代理、③保安係員の3名が必要。	・現状では、水素CGS事業の保安体制として高圧ガス保安法に準拠しているが、事業規模に対して多くの有資格者の常駐が必要となっている。 ・水素のエネルギー利用などの新しい利用形態を見越し、他の法令でのルール策定などを含めて、事業実態に応じた規制の整備を期待する。	常駐人数の見直しによるランニングコストの低減		
電気事業法	第４３条第１項	・現在、ガスタービンによる発電設備の新規導入を検討する場合、設備の建設・運用に必要な「ボイラー・タービン主任技術者」の資格保有者の確保が大きな障壁となっている。当該資格は試験や講習等では取得できず、取得には2年や3年といった長期間の実務経験が必要となっており、保有者が少ないのが現状である。当該資格保有者の確保が困難なことから、当該資格者が不要な「内燃力を原動力」としたエンジンによる発電設備を選択する事業者もあり、ガスタービンによる発電設備の導入を阻んでいる。	・比較的小規模な発電設備にあっては。電気事業法第４３条第２項の「選任許可制度」によって、当該資格がなくても、他の免許や一定の学歴があれば選任できる制度があるが、自家用電気設備で全く初めて発電設備を導入する事業者にとっては、知識・経験不足による問題を生じる可能性もあることから、ボイラ技士や高圧ガス製造保安責任者の資格のように、座学講習や実技講習と筆記試験で資格の取得が可能な制度の拡充を希望する。	・「ボイラー・タービン主任技術者」不足による障壁がなくなり、水素ガスタービンによる発電設備の導入が促進される。		
高圧ガス保安法一般高圧ガス保安規則	第55条	FC発電機が「特定高圧ガス消費設備」に該当。 高圧ガス丙種の有資格者による日常点検が必要。	FC発電機の導入/増設にあたり有資格者の要員確保が困難になりつつある。また人件費等のコストも増加傾向。 IoT活用等による無人化/省人化の検討を実施したい。	要員確保が容易になり、工場での水素利活用が促進される。また有資格者の人件費低減によるコスト低減効果も見込める。	IoT等による常時監視方法を検討することで、人による点検と同等以上の安全性が期待できる。	IoT等を活用した対策のための知恵だしをJH2Aで検討したい。
高圧ガス保安法	第二十七条の二		再生可能エネルギーを利用して水素を製造する地産地消型のプロジェクトでは、保安技術管理者や保安係員の確保が困難な場合がある。 高圧ガス製造所の遠隔監視により、高圧ガス製造保安責任者免状を持つ者が複数の事業所を担当できるようにする。	再生可能エネルギーを利用して水素を製造する地産地消型の水素製造設備の増加、ひいては離島や中山間地域での水素の普及。	水素ステーションでは遠隔監視が導入されている。	
一般高圧ガス保安規則	第7条の4第3項第1号	遠隔監視圧縮水素スタンドでは製造設備の使用開始時及び使用終了時、さらに製造時と一日に3回以上の点検が必要				1日3回の巡回点検頻度を改め、監視カメラや遠隔監視で設備・機器の状態を確認することによって巡回点検を減らすことを目的とする
法体系整備						
－	－	－	過剰な安全対策が必要にならない様に、国際的な標準となっている「リスクベースの安全対策」に基づく水素事業法（仮）を制定する。	インフラ整備コストの低減に繋がる	国際的な基準を参考にするのであれば、法規新設・運用による安全上のリスクは大きくないと考える	
高圧ガス保安法、電気事業法、ほか		複数の法律が関わる設備の場合、申請・許可がその都度必要となる	同一設備の申請許可の一元化	法律に対応する手続きや設計対応が改善され、製造コストが低減できる		統一化する場合、厳しい側に統一される可能性が高い為、影響の検討が必要。
高圧ガス保安法	一般則第37条	自治体間で火気に対する指導に差がある。過度と思われる自主的ルールもある。	火気の定義を明確化する。例えば、消防法施行令第五条及び第五条の二の規定に基づく対象火気設備等。	水素の危険性について正しく認識し、適切な取り扱いを普及させることで、市民の水素に対する受容性が高まる。		

4.1.2 保安・安全規制の課題整理・考察

アンケート、ヒアリング調査結果をもとに、水素関連規制課題に係る環境認識を整理、大きくは体制・仕組みの見直し提案と、サプライチェーン分野別の重点課題を整理した。

(1)水素関連規制課題に係る環境認識

エネルギー安定供給とカーボンニュートラルへの要求により水素エネルギーの普及に大きな期待が集まり、CO_2フリー水素の普及に向けて、燃焼利用も含めた用途拡大、大量供給への取り組みが進められている。こうした具体的な実証開始により、従来の FCV・水素ステーション･エネファーム以外の規制課題が顕在化しつつあり､今後さらに増加が見込まれる。こうした状況を踏まえると、大量供給、用途拡大への優先的取り組みを前提に、下記を論点とした、規制課題の解決を図る必要があると思われる。

<課題解決のポイント>

①技術進展(デジタル・材料・計測等)の積極的な取り込み

②用途拡大、新たな使用目的・環境変化への柔軟な対応

③国際標準に整合、定量化されたリスクベースでの基準

併せて、顕在化する課題を継続的且つ速やかに吸い上げて解決するための体制、法規制の整備も必要と考えられる。

また、個別ヒアリングにおいては、

・カーボンニュートラル化に向け、新たな技術進展が著しい水素分野において、現行法体系下では保安基準整備が円滑に対応できず、グリーン成長による新産業創出が滞りかねない。

従来；工業利用（製油所における脱硫等）

今後；エネルギー利用が主流（FC モビリティ・民生・発電等）

・国際的に標準となっている「適正なリスクベースの評価基準」になっておらず、水素保安規制が「ガラパゴス化」している。過剰な保安規制と思われる事例が散見される一方、必要にも関わらず保安が行き届いていない可能性もあり得る。

・許認可権限が委譲された各自治体では、個別の裁量の範囲で運用基準が異なるケースが散見される。加えて、新たな技術導入を図る際、現行法体系で安全基準が明確化されていないような場合は自治体レベルで判断できず、許認可に多くの時間を要する。

・高圧ガス保安法、電気事業法、ガス事業法等の多法律が入り組んでおり、分かり難い保安規制になっている。「新規事業者の参入」および「事業者から消費者に対する円滑なリスクコミュニケーション」の阻害要因となる。

といった意見が事業者から提示された。

(2)仕組み、体制の見直し

個別課題解決の手段として、仕組み、体制の見直しについて大きく 3 つの提案があった。

1) 水素エネルギー供給　保安規制制度の独立

水素エネルギー供給に係る保安規制を、新たな法体系のもとで独立させる。という提案である。独立にあたってのポイントは「新たな考え方」「新たな用途」「新たな技術」の三点。

新たな考え方:リスクベース保安-リスクの定量評価と適切な閾値設定による規制

新たな用途:

・一般消費者が身近に、自ら利用するエネルギーとしての安全管理

・高圧ガス保安法が適用されない水素特有のリスクも評価

・用途拡大で増加する関連法令との調和・統合-事業者が判断に迷わないワンストップ制度

新たな技術:技術の進歩・革新、用途・需要拡大に、ワンストップ&リスクベースで対応

海外での参考例としては、2021 年 2 月 3 日に制定され、2022 年 2 月 5 日より安全管理規制分野の施行が開始された韓国の「水素経済の育成および水素安全管理に関する法律」(水素法)、並びにその施行令、施行規則がある。

2) 需要、用途別に法規制一本化、制度整備

需要分野における制度見直し提案は下記の通り。

・水素需要に係る法制度として、自動車における高圧ガス保安法→道路運送車両法統合の例に倣い、他の需要・用途も夫々が属する法規制体系に一本化して整備する。

・高圧ガス保安法との二重構造となっている水素利用に係る規制を適正化→一本化することで、用途拡大の円滑・迅速化、消費者に分かりやすい安全・安心の確保を図り、今後、顕在化が予想される新たな課題・用途(メタネーション、PtG も含む)の受け皿とする。

・消費者自身が水素を取り扱うことを可能とする制度としても整備する。

3) 認可判断基準の統一～第三者認証機関の活用

アンケートでは、認可判断基準の統一、第三者認証機関について、次のような提案があった。

表 69　認可判断基準の統一、第三者認証機関に関するアンケート回答例

	認証・許可に関する課題・提案
A社	提案:第三者認証制度（装置、機器等）の創設。水素製造装置、消費装置等について、第三者認証機関にある一定の認証権限を与え、現行の適用技術基準を一定程度軽減するか、適用除外にするなどの制度設計について検討する。
B社	提案:保安検査第三者認証制度の創設 効果:水素ステーション事業者運営の安定
C社	課題:高圧ガス保安法一般則第37条に関して自治体間で火気に対する指導に差がある。過度と思われる自主的ルールもある。
D社	課題:環境アセスの要否、内容が不明瞭（基地設置、PL設置、水素発電化への改造等。 提案自治体毎に判断が異ならない様に、統一された基準等が必要。 効果:申請等に伴う各種確認期間の削減

こうした回答を踏まえると

・水素保安に関する第三者検査・認証を制度化し、当該機関にある程度の権限と責任を負わせることにより、自治体による検査の負担と判断のバラつきを軽減し、かつ、手続き期間を最適化することで、水素利活用拡大の円滑・迅速化を図る。

といった制度設計が、手続き・認可の負担軽減と迅速化に有効ではないかと思われる。

(3)分野別重点課題

調査結果を、大きく「供給」、「発電」、「産業」、「モビリティ」、「地産地消」の 5 分野に分類し、重点課題を整理した。分野のイメージを示す。

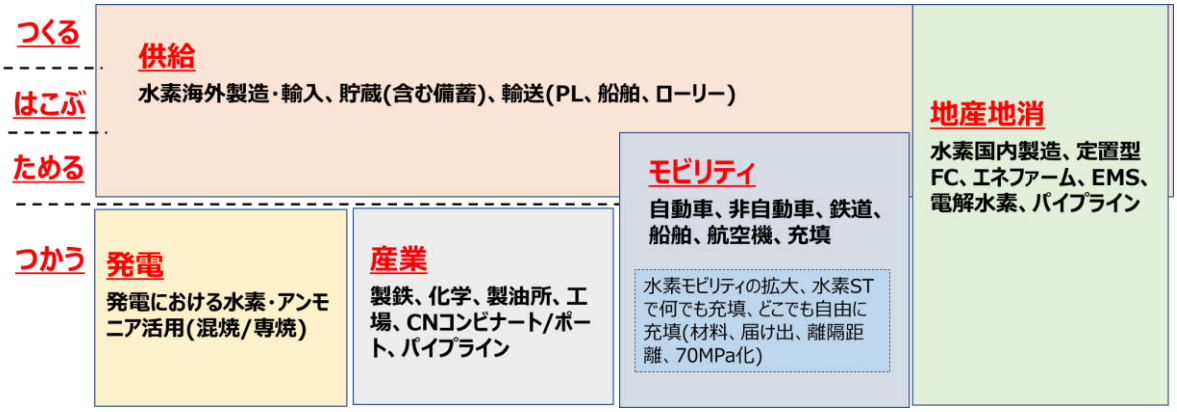


図 109　分野イメージ(規制課題整理)

1)　供給分野重点課題

供給分野では「大量需要に応えるクリーン水素の安定供給」が求められる。その観点から、重点課題として輸入液化水素・有機ハイドライド(MCH)の扱いに関する規制見直しが想定される。供給分野において、従来は高圧水素が議論の中心であったが、大量輸送に必須の液体キャリア(液水、MCH)に関する課題が顕在化しつつある。2023 年度には実証設備建設開始が予定されており、当面はそのタイミングに合わせた対応が必要と思われる。関連の要望・提案例を示す。

表 70　供給分野重点課題関連の提案例

対象・関連法規制	規制見直し、制度整備提案	関連PJ	規制・制度整備必要時期
高圧ガス保安法 一般則 6 条第 1 項第 7 号	・液化水素貯槽に防液堤設置が規定されている。 ・液化水素は気化/拡散が早いため、防液堤がない場合でも地表面に滞留する可能性が低いと考えるため、周辺環境等の条件を満たす場合には防液堤不要としたい。	<NEDO GI基金による液水・MCH大規模実証> ～2022年度:調査、設計 2023年度～2025年度:実証設備建設 2026年度～:大規模実証 (2030年度:本格商用 水素300万t)	2022年度:見直しの方向性確定・検討開始 2023年度:結論を得次第措置
高圧ガス保安法　一般則　第 6 条第 1 項第 1 4 号、他	・高圧ガス保安法で許可されている材料が、高圧、液水共に海外と比べ少ない。 ・評価基盤整備とともに、評価結果を受けた速やかな適用認定を要望したい。	<NEDO GI基金　液水材料評価基盤整備> ～2023年度　評価手法検討、評価設備建設 2024年度～　評価運用開始	2023年度　評価結果を速やかに実機に適用する制度整備完了 ～2030年度　本格商用機に適用

2)　発電分野重点課題

発電分野では「水素利活用によるクリーン電力の安定供給」が求められる。その観点から、重点課題として輸入液化水素の貯蔵に関する規制見直しが想定される。発電分

野では、大量の水素需要が見込まれるため、大量の液化水素貯蔵に関する課題が顕在化すると思われる。供給部門、産業部門とも共通の課題である。実証設備に係る規制は、2023 年度設計完了に合わせた対応が当面は必要と思われる。関連の要望・提案例を示す。

表 71　発電分野重点課題関連の要望例

対象・関連法規制	規制見直し、制度整備提案	関連PJ	規制・制度整備必要時期
電気事業法　技術基準 発電用火力設備の技術基準の解釈　第50条第2項ニ	・保安距離L(m)は $L=C\cdot\sqrt[3]{KW}$ 。　Cは係数(地上設備0.576)、Kはガスにより定める係数、Wは貯蔵能力の平方根。液化水素貯槽はLNG貯槽に比べて約２倍の離隔距離が必要。 ・K値の技術的根拠の確認も含めた算定式の見直しや対策により離隔距離の適正化が必要。	<NEDO GI基金による水素発電技術開発、実証> ①水素混焼発電 2023年度～2024年度　設計、設備建設 2025年度～2026年度　実証 ②水素専焼発電 2023年度　設計 2024年度～2025年度　設備建設 2026年度～2030年度　実証 (2030年度　水素・アンモニア発電1%)	2022年度:見直しの方向性確定・検討開始 2023年度:結論を得次第措置
船舶安全法 危険物船舶運送及び貯蔵規則　第385条	・貯蔵船に火薬類以外の危険物を貯蔵する場合の規定。 ・液化水素運搬船と同等の貯蔵タンクを有する貯蔵船に対する指示事項の具体化が必要。		

なお、液化水素と同様に大量輸入の手段である有機ハイドライドは、従来の石油と同様の成分であり、大量貯蔵がすでにされているため、規制課題は少ないと思われる。ただし、水素を抽出しては発電に用いる、という新たな環境・新たな使い方となるため、今後、実証や事業化検討が進むことによって、新たな課題が顕在化してくるものと思われる。

3)　産業分野重点課題

産業分野では「産業部門での水素大量・安定需要の創出」が求められる。その観点から、重点課題としてパイプライン、産業部門での利用インフラ整備に関する規制見直しが想定される。

パイプライン輸送では付臭が重点課題となる。供給・地産地消分野と共通の課題である。実証拡大に向け、当面の速やかな対応と共に、今後のパイプライン規制整備方針確定が必要。

一方、工場等での水素関連設備(小規模水素発電、貯槽など)の設置運用課題は、実証進捗に伴い更に課題増加が見込まれる。2030 年度利活用 300 万 t に向け、速やかな課題の吸い上げと、対応措置が必要と思われる。関連の要望・提案例を示す。

表 72　産業分野重点課題関連の要望例

対象・関連法規制	規制見直し、制度整備提案	関連PJ	規制・制度整備必要時期
ガス事業法 ガス工作物の技術上の基準を定める省令第22条	・ガスの使用者及びガ供給事業者に供給されるガスは、ガス感知のための付臭が義務付けられているため、燃料電池に用いる場合は、脱臭が必要。 ・用途、地域に応じて付臭の代わりに、水素検知器、圧力監視などで代用。	・住宅エリアへの水素パイプライン実装 「HARUMI FLAG」　2023年竣工 ・水素STから水素パイプライン供給 「Woven City 」　2023年～設備建設 ・NEDO 地域水素利活用技術開発 (CNポート/コンビナートでの水素利用) ～2022年度　水素製造・利活用ポテンシャル調査 →2023年度～　実証移行を想定 ・NEDO GI基金事業 製鉄プロセスにおける水素活用 実証機建設　2026年度～　実証　2028年度～	2022年度: 規制見直し・制度整備の方向性確定・検討開始 2023年度: 結論を得次第措置
電気事業法 第４３条第１項	・事業用電気工作物を設置するために、主任技術者(資格所持)選任が必要。 ・小規模水素発電に必要な「ボイラー・タービン主任技術者」取得機会の拡充		
高圧ガス保安法 コンビナート等保安規則　第5条8号	・一般則適用の既存工場へ水素発電を導入する際、新設液水貯槽の貯蔵量加算によりコンビ則適用となり、既存設備も法規対応が必要となる場合がある。 ・既存工場へ水素発電設備を導入する際はコンビ則適用除外としたい。		

4)　モビリティ分野重点課題

モビリティ分野ではモビリティを従来の乗用車から商用車、大型車、農機、建機、荷

役機器、鉄道、船舶、航空機へと広めていくために、モビリティその物だけではなく、供給とのインターフェース=充填部分での対応が必要になる。「なんにでも充填」「どこでも充填」が望ましい姿である。

自動車で整備された水素利用ルールを他のモビリティにも展開し、用途拡大に伴う、水素 ST での充填対象も拡大、水素 ST まで移動できない機器に対する充填手段を整備することになる。用途が多岐にわたるため、ユースケース積み上げを反映させ優先順位、KPI を設定して取り組む必要がある一方、2024 年度に実証走行が本格化するモビリティは 2023 年度中に何等かの対応措置が必要になる。関連の要望・提案例を示す。

表 73　モビリティ分野重点課題関連の要望例

対象・関連法規制	規制見直し、制度整備提案	関連PJ	規制・制度整備必要時期
道路運送車両法 道路運送車両の保安基準 第17条	<モビリティ用途拡大> ・圧縮水素ガスを燃料とする「自動車」のガス容器、配管その他について規定。 ・農機、建機等の特殊自動車の規定が必要。	・水素ハイブリッド電車実証試験　2022年度～2024年度 ・カートリッジ型水素タンク　2023年～ ・NEDO 燃料電池農機（トラクタ）の開発 2024年度～ 実証 ・NEDO ラバータイヤ式門型FCクレーン開発 2024年度～ 実証 ・GI基金　次世代航空機 水素航空機 2026年度～システム試作、2029年度～実証 ・GI基金事業　次世代船舶　水素船舶実証　2027年度～	⇒ 2023年度中: オフロード車実証に向けた措置の完了
高圧ガス保安法 一般高圧ガス保安規則 第2条第1項第25号及び第26号	<なんにでも充填> ・水素STを、圧縮水素「車両」に充填するための設備として規定。 ・利用先拡大のため、自動車以外にも充填できるようにしたい。		
建築基準法第48条	<どこでも充填> ・水素STが建築できる場所が制限されている。 ・利用先拡大に伴い、水素ST建築可能地域及び貯蔵可能量を増やしたい。		

5)　地産地消分野重点課題

地産地消分野では「分散型発電の拡大、水素自給率の向上」と、需要と供給の両面からの期待が大きい。その観点から、重点課題として需要側では中規模純水素型燃料電池・水素発電、供給側では水電解装置の設置・運用ルール化に関する規制見直しが想定される。

エネファームで整備された水素発電ルールを純水素型・中小規模 FC・発電に展開する。一方、パイプライン輸送での付臭課題は産業分野と共通である。

小規模水素発電(産業分野と共通)と水電解・PtG 等の規制課題は、実証進捗に伴い制度化ニーズも含めた規制課題の顕在化が見込まれる。

再エネ水電解等の地産地消 PJ 設備設計開始に合わせるためには、2023 年度中には何等かの対応措置があきらかになっている必要があると思われる。関連の要望・提案例を示す。

表 74　地産地消分野重点課題関連の要望例

対象・関連法規制	規制見直し、制度整備提案	関連PJ	規制・制度整備必要時期
電気事業法施行規則 第48条第1項第5号イ	・燃料電池について、「一般電気工作物出力」が出力10kW未満、最高使用圧力が0.1MPa（液体燃料を通ずる部分は1.0MPa未満）と規定されている。 ・業務用途等への拡大に伴い、出力・圧力上限を見直し。	・福島県浪江町水素ネットワーク実証　2020～2022年度 ・NEDO GI基金事業　再エネ水電解による水素製造PJ 実証設備設計 2023年度～、設備建設 2025年度～ 実証 2027年度～ ・NEDO 地域水素利活用技術開発　地産地消関連PJ 水素製造・利活用ポテンシャル調査　～2022年度 →2023年度～　実証移行を想定	⇒ 2022年度: 見直しの方向性確定 ・検討開始 2023年度: 結論を得次第措置
電気事業法 第五十二条	・発電用のボイラー、タービン等の溶接に伴う事業者検査が義務付けられている。 ・小規模水素発電普及のため、認定機関等による検査制度を導入し、事業者負担を軽減。		
高圧ガス保安法 第二条第1項	・高圧ガスの定義が1.0MPa以下。高圧・小型の電解設備が利用できない。 ・電解設備特例としての、高圧ガス定義を緩和したい。		

4.2　欧州における技術開発、プロジェクトの進捗状況調査

大規模水素サプライチェーン構築に向けた検討材料として、欧州におけるサプライチェーンに係る技術開発、実証プロジェクトの動向を調査し、方向性を考察した

調査にあたっては、2022 年 10 月に開催された EU Hydrogen Week 内で The Clean Hydrogen Joint Undertaking (JU)が主催した EU Research Days including Programme Review(10/27-10/28)でのプレゼンテーション・ポスターセッション内容、及び Clean Hydrogen Partnership の Programme Review Report2022 をベースに EU での水素に係る技術開発・実証 PJ 動向を概観し、内、サプライチェーンに係る主要トピックスを抽出して、整理した。

4.2.1 欧州における技術開発・PJ 概要

The Clean Hydrogen Joint Undertaking (CHJU)は、旧名 FCH JU(Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)、EU 補助金による水素関連の技術開発・実証 PJ を統括している。

Programme Review は、例年 10 月～12 月ごろに開催され、成果のプレゼン、JRC(Joint Research Centre、EU の”Science Hub”組織)によるレビュー、さらに関係者による意見交換が行われる。

今年度の報告内容[105]ならびに、2022 年 12 月に公表された Programme Review Report2022[106]に基づく、プロジェクト一覧を表 4.2-1 示す。

分野別(CHJU による分類)ごとの件数、予算額を下記に示す。

表 75　EU プロジェクト 分野別内訳

番号	分類	件数	総額予算	EU補助金	EU補助率	件数あたり予算
1	H2 Production	22	€ 158,589,854	€ 94,748,307	60%	€ 7,208,630
2	H2 Storage and Distribution	11	€ 61,522,191	€ 48,378,728	79%	€ 5,592,926
3	H2 End Uses - Transport	28	€ 515,550,824	€ 221,047,132	43%	€ 18,412,529
4	H2 End Uses - Stationary	13	€ 139,369,616	€ 77,218,631	55%	€ 10,720,740
5	Cross-cutting	15	€ 31,533,524	€ 29,275,065	93%	€ 2,102,235
6	H2 Valleys	3	€ 124,438,987	€ 35,000,000	28%	€ 41,479,662
7	Supply Chain	3	€ 11,682,102	€ 10,520,352	90%	€ 3,894,034
	合計	95	€ 1,042,687,098	€ 516,188,214	50%	€ 10,975,654

[105] EU Research Days including Programme Review(10/27-10/28)
https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2022-10/Day%204%20-%205%20-%20Programme%20EU%20Research%20and%20Innovation%20Days%202022%20.pdf

[106] Clean Hydrogen Partnership
Programme Review Report2022　https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/eu-programme-review-report-2022.pdf

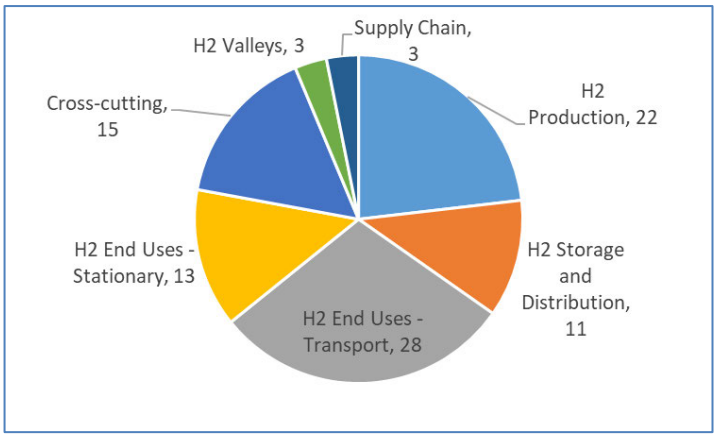


図 110　EU プロジェクト 分野別内訳(件数)

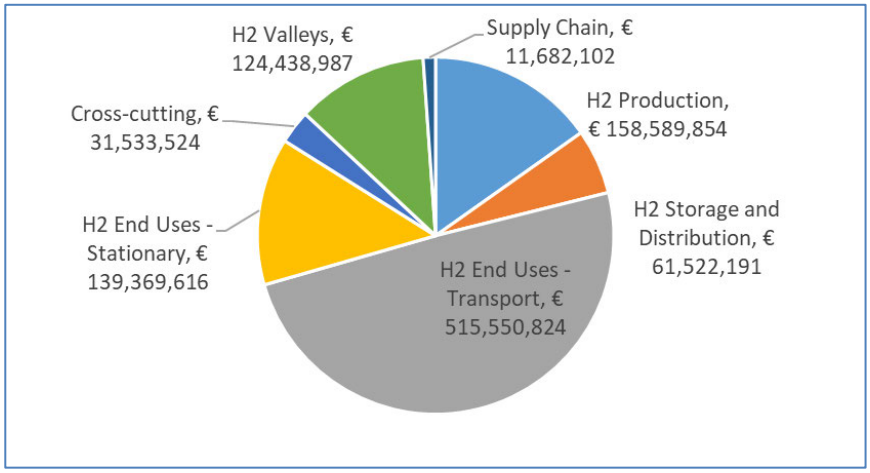


図 111　EU プロジェクト 分野別内訳(予算)

分野は、H2 Production、H2 Storage and Distribution、H2 End Uses - Transport、H2 End Uses - Stationary、Cross-cutting、H2 Valleys、Supply Chain の 7 分野に分類されており、件数の多いのは供給側の Production と、需要側の Transport である。

Production は、22 件のうち 20 件が電気分解 PJ で、残りはバイオガスの改質と太陽熱からの水素製造である。化石資源からの製造 PJ はゼロ、電気分解がほとんど、再生可能エネルギーの利用に集中している。

H2 Storage and Distribution は、パイプライン 2 件(いずれも水素混合)、液体キャリア 3 件(有機 2、アンモニア 1)、固体キャリア 3、塩洞窟等の地中貯留 3 の合計 11 件であり、輸送手段はパイプラインのみでありローリー開発は含まれていない。従来より輸送に対する意識が薄いのが欧州の特徴である。一方、洞窟への貯蔵は日本では見られない PJ である。

Transport は、実証や普及 PJ を含むために、予算額が多い一方、補助率も低い。大型車を対象とした PJ が 8 件/305 百万ユーロと Transport の 6 割を占め、船舶対象が 5 件/36 百万ユーロ、鉄道・航空機・荷役機器 4 件/29 百万ユーロと、乗用車→大型輸送機器に開発対象がシフトしてきている。

H2 End Uses - Stationary は、対象は様々であるが、従来の CHP に加えて SOFC による中～大規模発電 PJ も増えている。ている。全て燃料電池を対象としており、直接燃焼の PJ は含まれていない。

Cross-cutting は、基準・プロトコル作成、教育・アウトリーチ関連のプロジェクトであ

る。トンネル走行、大型車、液化水素取扱、水素混合メタンの適用、等が個別項目として取り上げられている。

H2 Valleys は、地産地消 PJ。スペインのオークニー諸島とマヨルカ島、北オランダ地区でのプロジェクトが進められている。

Supply Chain は FC/MEA 等の開発で、便宜的な分類と思われる。

表 76 EU プロジェクト一覧(CHJU)①

番号	2022 PJ Fact Sheet 掲載 Pillar	略称	名称(原題)	コーディネーター	幹事国	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	テーマ(キーワード)	概要	進捗状況	製品	用途	研究目的
1	H2 Production	ANIONE	ANION EXCHANGE MEMBRANE ELECTROLYS S FOR RENEWABLE HYDROGEN PRODUCTION ON A WIDE-SCALE	CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE(伊)	イタリア	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 1,999,995	€ 1,999,995	電気分解 陰イオン交換膜（AEM）	AEM水電解技術の開発、希少金属を用いないNi、Feベース触媒の開発 2kW-水素0.4Nm3/hr ＜目標＞ セル電圧 @1A/cm2:2V、劣化:<0.005mV/h、導電率:50mS/cm	セル電圧 @1A/cm2:1.75V、劣化:<0.005mV/h、導電率:105mS/cm	電解装置（AEM）	水素製造	機器開発
2	H2 Production	BIOROBURplus	ADVANCED DIRECT BIOGAS FUEL PROCESSOR FOR ROBUST AND COST-EFFECTIVE DECENTRALISED HYDROGEN PRODUCTION	POLITECNICO DI MILANO(伊)	イタリア	01/01/2017 - 30/06/2020	€ 3,813,536	€ 2,996,249	バイオガス 水素製造	バイオガスからの直接水素製造機器の開発 キャパシティ50Nm3/h ＜目標＞ 水素製造効率:80%、スタートアップ:2時間、コスト2€/kgH2	TRL6の50Nm2/h実証プラント完成。効率65%、製造コスト見積5€/kg水素を達成	水素製造装置(バイオガス)	水素製造一般	機器開発
3	H2 Production	CHANNEL	DEVELOPMENT OF THE MOST COST-EFF C ENT HYDROGEN PRODUCTION UNIT BASED ON ANION EXCHANGE MEMBRANE ELECTROLYSIS	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 1,999,906	€ 1,999,906	電気分解 陰イオン交換膜（AEM）	2Kw級anion-exchange membrane (AEM)電解機器の開発。経済分析も行い、適切な将来のサイズ/コスト目標を設定する。 ＜目標＞単セル発電能力@1Acm-2: 1.85V、触媒耐久1,000時間:<25mV劣化	単セル発電能力@1Acm-2: 1.85V、触媒耐久1,000時間:<26～33mv達成	電解装置（AEM）	水素製造	機器開発
4	H2 Production	Demo4Grid	DEMONSTRATION OF MW PRESSURIZED ALKALINE ELECTROLYSER FOR GRID BALANCING SERVICES	DIADIKASIA BUSINESS CONSULTING SYMVOULOI EPICHEIRISEON AE(ギリシャ)	ギリシャ	01/03/2017 - 28/02/2022	€ 7,736,683	€ 2,932,554	電気分解 系統安定化	4MWアルカリ電解による、グリッド安定システムの実証 ＜目標＞最低可能稼働率:20%、暖機状態でのmin→max立ち上がり:2秒、コールドスタート:20分	設置完了(場所、スイスチロル地方)。2022年3月22稼働開始。	電解装置(アルカリ)	系統電力安定化	実証試験
5	H2 Production	DJEWELS	DELFZIJL JOINT DEVELOPMENT OF GREEN WATER ELECTROLYSIS AT LARGE SCALE	NOBIAN INDUSTRIAL CHEMICALS BV(オランダ)	オランダ	01/01/2020 -31/12/2025	€ 41,967,250	€ 10,999,999	電気分解 メタノール	Delfzijl工業団地での大規模電解によるグリーン燃料（メタノール）の製造実証 ＜目標＞エネルギー消費 :<52.8kwh/kg、劣化:0.72%/年、定格出力25MW	「Djewels 1」デザイン完了。1MWスタック試験開始。	電解装置(アルカリ)	グリーンメタノール製造	実証試験
6	H2 Production	GAMER	GAME CHANGER IN HIGH TEMPERATURE STEAM ELECTROLYSERS WITH NOVEL TUBULAR CELLS AND STACKS GEOMETRY FOR PRESSURIZED HYDROGEN PRODUCTION	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2018 - 31/12/2021	€ 2,998,951	€ 2,998,951	電解装置 PCE	電解スタック(Tubular Proton Ceramic Electrolyser)開発 ＜目標＞セル抵抗2ohm*cm2、システムコスト8.8M€、水素コスト2.7€/kg	Several single engineering units (SEUs) 60cm2-10bar-600度のテスト成功。技術-経済評価実施。 セル抵抗2.5ohm*cm2、システムコスト4.2-8.9M€、水素コスト4.2-7.4€/kg	電解装置(PCE)	燃料・化学品製造	機器開発
7	H2 Production	GrInHy2.0	GREEN INDUSTRIAL HYDROGEN VIA STEAM ELECTROLYSIS	SALZGITTER MANNESMANN FORSCHUNG GMBH(独)	ドイツ	01/01/2019 - 31/12/2022	€ 5,882,493	€ 3,999,993	電解 製鉄所の廃スチーム利用	製鉄所の廃熱-スチームによる電解水素の製造、729kW ＜目標＞製造能力18kg/hr 設備コスト4,500€/(kg/d)、水素コスト7€/kg、効率84%	効率目標84%達成、運転時間800hr継続中、67.6t水素製造、スタック劣化は予想以下(15mohm.cm2.kh-1)	電解装置	産業向け水素供給	実証試験
8	H2 Production	H2Future	HYDROGEN MEETING FUTURE NEEDS OF LOW CARBON MANUFACTURING VALUE CHAINS	VERBUND Solutions GmbH（オーストリア）	オーストリア	01/01/2017 - 30/06/2021	€ 17,852,540	€ 11,997,820	再生可能水素 PEM電気分解	PEM電気分解装置のパイロット試験(6MW、1,200m3水素) ＜目標＞製造能力1,200Nm3/hr システム効率77-82%	準商用運用段階(2020.10.15～)終了 電解スタック効率83%	電解装置(PEM)	産業向け水素供給	システム開発
9	H2 Production	Haelous	HYDROGEN-AEOLIC ENERGY WITH OPTIMISED ELECTROLYSERS UPSTREAM OF SUBSTATION	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2018 - 31/12/2023	€ 7,793,995	€ 4,997,739	電気分解 系統安定化	電気分解で風力発電の安定化を図るシステムの開発実証 ＜目標＞電解CAPEX:3M€/tpd、エネルギー消費:52kwh/kg、劣化率:1.5%/year	プラント設置、試運転完了、実証運転開始。 電解CAPEX:2M€/tpd、エネルギー消費:52kwh/kg、劣化率:2%/year	電解装置(PEM)	系統電力安定化	実証試験
10	H2 Production	HYDROSOL-beyond	THERMOCHEMICAL HYDROGEN PRODUCTION IN A SOLAR STRUCTURED REACTOR: FACING THE CHALLENGES AND BEYOND	ETHNIKO KENTRO EREVNAS KAI TECHNOLOGIKIS ANAPTYXIS(ギリシャ)	ギリシャ	01/01/2019 - 31/12/2023	€ 2,999,940	€ 2,999,940	太陽熱 熱化学水素製造	redox-pair-based thermochemical サイクルを用いた太陽熱による水素製造。 ＜目標＞出力250kw/リアクタ、耐久性1000サイクル、熱回収60%	NiFe2O4構造作成、小規模セラミック一金属熱交換機作成 ＜目標＞耐久性150サイクル、熱回46%	水素製造装置(熱化学)	水素製造一般	機器開発
11	H2 Production	MegaSyn	Megawatt scale co-e ectrolysis as syngas generation for e-fuels synthesis	DANMARKS TEKNISKE UNIVERSITET(デンマーク)	デンマーク	04/2021 - 03/2025	€ 7,785,794	€ 4,999,449	合成ガス製造 SOEC	再生可能電力、廃棄CO2、水からSOECを用いて合成ガスを製造。オーストリアのシュヴェヒャト製油所での実証、 1MW共電解。 ＜目標＞ 劣化率17mohm.cm2/1000hr	共電解　Sunfire 単セル試験2,000hr成功、 劣化率80mohm.cm2/1000hr	合成ガス製造装置(SOEC)	合成ガス製造	実証試験
12	H2 Production	MultiPLHY	MULTI-MEGAWATT HIGH-TEMPERATURE ELECTROLYSER TO GENERATE GREEN HYDROGEN FOR PRODUCTION OF HIGH-QUALITY CHEMICAL PRODUCTS	COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIESALTERNATIVES(仏)	フランス	01/01/2020 - 31/12/2024	€ 9,751,723	€ 6,993,725	高温電解 SOEC バイオリファイナリー	ロッテルダムのNESTEバイオリファイナリーに高温電解（ＳＯＥＣ）を設置して水素製造し、精製に用いる。 ＜目標＞　電力消費85kWh/kg、製造能力低下＜1.2%/1,000時間	実証スタックの耐久性7,000時間を検証、水素製造減なし、目標達成。 CAPEX低減のための次世代THEを開発。	電解設備（SOEC）	産業用水素供給	実証試験
13	H2 Production	NEPTUNE	STACK DESIGN FOR A MEGAWATT SCALE PEM ELECTROLYSER	ITM POWER (TRADING) LIMITED, (英)	イギリス	01/02/2018 - 31/4/2022	€ 1,927,335	€ 1,926,221	水電解装置 高圧水素	エネルギー消費50kw/kgH2未満で、100barの圧縮水素を製造する電解装置の開発<目標>アノード触媒量0.05mg/W、カソード触媒量0.0071mg/W、劣化0.29%/100時間	アノード触媒量0.0459mg/W、カソード触媒量0.0135mg/W、劣化0.23%/100時間	電解装置(PEM)	水素製造一般	機器開発
14	H2 Production	NEWELY	NEXT GENERATION ALKALINE MEMBRANE WATER ELECTROLYSERS WITH IMPROVED COMPONENTS AND MATERIALS	DEUTSCHES ZENTRUM FUER LUFT - UND RAUMFAHRT EV(独)	ドイツ	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 2,597,414	€ 2,204,846	水電解装置 陰イオン交換膜（AEMWE）	アルカリ電解を超える、AEMWE (anion-exchange membrane water electrolysis)の再開発。 ＜目標＞スタック出力2kw、エネルギー消費53.6kwh/kg@2W/cm2	NiFeアノード、Mo2Cカソードで、2V@2A/cm2を達成、400時間で劣化無。スタック出力0.014kw、エネルギー消費53.6kwh/kg@3.6W/cm2	電解装置(AEM)	水素製造一般	機器開発
15	H2 Production	NewSOC	NEXT GENERATION SOLID OXIDE FUEL CELL AND ELECTROLYSIS TECHNOLOGY	DANMARKS TEKNISKE UNIVERSITET(デンマーク)	デンマーク	01/01/2020 - 30/06/2023	€ 2,499,993	€ 2,499,993	SOFC SOEC	コスト競争力のある高性能SOCの開発。 ＜目標＞ASR 0.4ohm.cm2 @650°C、通電量0.75-1A/cm2、稼働温度650°C	ASR 0.5-0.7ohm.cm2 @650°C、通電量1.2A/cm2、稼働温度650-700°C	電解装置(SOFC) 燃料電池(SOEC)	電力貯蔵	材料開発
16	H2 Production	OYSTER	Offshore hydrogen from shoreside wind turbine integrated electrolyser	ELEMENT ENERGY(仏)	フランス	01/2021 - 12/2024	€ 4,999,844	€ 4,999,844	洋上風力発電 水電解装置	洋上風力と組み合わせた洋上電気分解実証。 ＜目標＞設置面積20m2/MW、メンテナンスコスト28€(kg/year)、CAPEX 950€(kg/day)、500€/kw、エネルギー消費51.6kwh/kg	水処理設備設計完了、シミュレーションモデル完成、実証サイト決定Grimsby,United Kingdom.	電解装置(PEM)	水素製造一般	実証試験

表 77　EUプロジェクト一覧(CHJU)②

番号	2022 PJ Fact Sheet 掲載 Pillar	略称	名称(原題)	コーディネーター	幹事国	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	テーマ(キーワード)	概要	進捗状況	製品	用途	研究目的
17	H2 Production	PRETZEL	NOVEL MODULAR STACK DESIGN FOR HIGH PRESSURE PEM WATERELECTROLYSER TECHNOLOGY WITH WIDE OPERATION RANGE AND REDUCED COST	DEUTSCHES ZENTRUM FUER LUFT - UND RAUMFAHRT EV,(独)	ドイツ	01/01/2018 - 30/6/2021	€ 1,999,089	€ 1,999,089	PEM電気分解 スタック コストダウン	PEM電気分解技術の開発 <目標>25kW電力で4.5Nm3/h　100bar水素製造　供給水温度最大90℃ ホットスタート1時間	25kWスタック試運転完了、稼働中。目標としていた90℃、90barで安定的に運転。6A/cm2	電解装置(PEM)	水素製造一般	機器開発
18	H2 Production	PROMETEO	Hydrogen PROduction by MEans of so ar heat and power in high TEmperature Sol d Oxide Electrolysers	AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L ENERGIA ELO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE(伊)	イタリア	01/2021 - 06/2024	€ 2,765,206	€ 2,499,531	高温水電解（SOEC） 太陽熱	SOEを用いた再生可能熱・電力による水素製造(15kg/日)。 <目標>稼働率98%、効率85%	プロセスフローダイアグラム作成。パイロットプラントは2023年稼働予定。	電解装置（SOEC）	水素製造一般	機器開発
19	H2 Production	REACTT	REliable Advanced D agnostics and Control Tools for increased lifetime of solid oxide cell Technology	INSTITUT JOZEF STEFAN(スロヴェニア)	スロベニア	01/2021 - 12/2023	€ 2,712,323	€ 2,712,323	水電解（SOEC） 監視システム	rSOC スタックおよびシステムのモニタリング、診断、予後予測および制御　MDPC）ツールの開発。 <目標>可用性 98%、オペレーションコスト120€/(kg/d)year、電力消費39kwh/kgH2	励起モジュール作成。評価対象のスタック調達が遅れている。	電解装置（SOEC）	水素製造一般	保守技術開発
20	H2 Production	REFHYNE	CLEAN REFINERY HYDROGEN FOR EUROPE	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2018 - 31/12/2022	€ 19,759,517	€ 9,998,044	製油所 電解水素	電解水素の製油所での適用可能性の評価、10MW電解設備をShellの製油所で評価<目標>効率52kWh/kg、CAPEX2M€/(t/d)、	10MW PEM電解設備建設、試運転完了。法規制認可完了。	電解装置(PEM)	産業向け水素供給	実証試験
21	H2 Production	REFLEX	REVERS BLE SOL D OXIDE ELECTROLYZER AND FUEL CELL FOR OPTIMIZED	COMMISSARIAT A L ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES, (仏)	フランス	01/01/2018 - 31/12/2022	€ 2,999,575	€ 2,999,575	SOFC・SOEC 電解・発電可逆 自律電源	SOFC・SOECによる、電解・発電可逆装置の開発 <目標>SOECエネルギー密度-1.2A/cm2、耐久性2%/1000hr、効率95%	大型SOCセル政策、rSOCモジュールデザイン完了。耐久性1.2%/1000hr、効率96%	電解・FC可逆装置(SOEC・SOFC)	電力貯蔵	機器開発
22	H2 Production	Switch	SMART WAYS FOR IN-SITU TOTALLY INTEGRATED AND CONTINUOUS MULTISOURCE GENERATION OF HYDROGEN	FONDAZIONE BRUNO KESSLER(イタリア)	イタリア	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 3,746,754	€ 2,992,521	水電解(SOEC) 電解・発電可逆	25KWSOFC/75kwSOECののプロトタイプ機のデザインと製作、5,000hrの運転。 <目標>電解効率８5%、FC効率75%、水素コスト5€/kg	設置、試験完了	電解・FC可逆装置(SOEC・SOFC)	水素・熱・電力供給	機器開発
23	H2 Storage and Distribution	COSMHYC Demo	COmbined Solution of Metal HYdride and mechanical Compressors: DEmonstration in the Hysoparc green H2 MObility project	EIFER EUROPAISCHES INSTITUT FUR ENERGIEFORSCHUNG EDF KIT EWIV(独)	ドイツ	01/2021 - 12/2023	€ 3,773,859	€ 2,999,637	メタルハイドライド 圧縮機	フランスのHRSにCOSMHYSで開発した圧縮機(メタルハイドライド+機械式圧縮機)を設置して実証。	HRSのレイアウトプラン完成、メタルハイドライドの選定完了、リスク評価完了、	圧縮機 水素ステーション	FCV向け水素供給	実証試験
24	H2 Storage and Distribution	COSMHYC XL	COMBINED HYBRID SOLUTION OF METAL HYDR DE AND MECHANICAL COMPRESSORS FOR EXTRA LARGE SCALE HYDROGEN REFUELLING STATIONS	EIFER EUROPAISCHES INSTITUT FUR ENERGIEFORSCHUNG EDF KIT EWIV(独)	ドイツ	01/01/2019 - 31/12/2021	€ 2,749,624	€ 2,749,624	メタルハイドライド 圧縮機	COSMHYSで開発した圧縮機(メタルハイドライド+機械式圧縮機)の大型化、大規模ステーション向け。 <目標> エネルギー消費6.18kwh/kg、劣化0.8%/100h、コスト1.47k€/kg*day	プロトタイプ120kg/h完成、実証場所準備管理用、圧縮機は20フィートコンテナ内に設置して試験運転完了	圧縮機 水素ステーション	FCV向け水素供給	機器開発
25	H2 Storage and Distribution	HIGGS	HYDROGEN IN GAS GRIDS: A SYSTEMATIC VAL DATION APPROACH AT VARIOUS ADM XTURE LEVELS INTO HIGH-PRESSURE GRIDS	FUNDACION PARA EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TECNOLOGIAS DEL HIDROGENO EN ARAGON(西)	スペイン	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 2,107,673	€ 2,107,673	天然ガスパイプライン 水素混入	天然ガスパイプラインへの水素混合についての技術指針を作成する ＜目標＞TRL 4-6	試験設備設置、試験実施、水素20%混合。結果は、技術・経済性評価に用いる。低濃度水素分離装置を製作。	パイプライン	水素供給	システム開発
26	H2 Storage and Distribution	HyCARE	AN INNOVATIVE APPROACH FOR RENEWABLE ENERGY STORAGE BY A COMB NATION OF HYDROGEN CARRIERS AND HEAT STORAGE	UNIVERSITA DEGLI STU DI DI TORINO (伊)	イタリア	01/01/2019 - 31/12/2021	€ 19,999,230	€ 19,999,230	水素貯蔵 低温低圧固体キャリア	固体水素キャリアを用いた水素タンクの開発。 <目標>貯蔵圧力<50bar、サイクル耐久性250	メタルハイドライドの組成確定、PCMを選定。タンクデザイン、プロトタイプ試作・試験完了。実証場所決定。 貯蔵圧力40bar、サイクル耐久性250	水素タンク	水素貯蔵	機器開発
27	H2 Storage and Distribution	HyGrid	FLEXIBLE HYBRID SEPARATION SYSTEM FOR H2 RECOVERY　FROM NG GRIDS	TECHNISCHE UNIVERSITEIT EINDHOVEN,(オランダ)	オランダ	01/05/2016 - 30/08/2021	€ 3,167,710	€ 2,527,710	天然ガス 水素分離	天然ガスグリッドから、水素を直接分離する膜技術の開発 <目標>効率5kWh/kgH2、コスト1.5€/kgH2、製造能力25kg/日、TRL5	プロジェクト完了 効率5kWh/kgH2、コスト1.5€/kgH2、TRL5は目標達成。製造能力は12kg/dayと未達。	水素分離・精製装置	水素貯蔵・輸送	機器開発
28	H2 Storage and Distribution	HYPSTER	Hydrogen pilot storage for large ecosystem repl cation	STORENGY SAS(仏)	フランス	01/2021 - 12/2023	€ 15,514,302	€ 4,999,999	水素貯蔵 塩洞窟	塩洞窟での水素備蓄実証。フランスのEtrez in Auvergne-Rhône-Alpes。1MW-400kg/日のPEM電解で水素を製造 <目標>水素2,000kg、CAPEX 450€/kg、OPEX 1€/kg	表面処理用材料選定完了。貯蔵シミュレーション実施。リスク評価実施中。	水素貯蔵設備	水素貯蔵	システム開発
29	H2 Storage and Distribution	HySTOC	HYDROGEN SUPPLY AND TRANSPORTATION US NG LIQUID ORGANIC HYDROGEN CARRIERS	HYDROGENIOUS TECHNOLOGIES GMBH(独)	ドイツ	01/01/2018 - 31/03/2022	€ 2,499,921	€ 2,499,921	有機ハイドライド 水素輸送	有機ハイドライド(ジベンジルトルエン)を用いた水素供給技術の開発<目標>水素純度ISO18647-2、水素吸収設備コスト336 000€/(kg/d)、水素分離設備コスト400 000€/(kg/d)	Kokkolaフィンランド（－２３℃）で水素吸収設備設置完了、運転中。水素発生装置の設置完了(Espoo)、試運転準備中。 水素吸収設備コスト350 000€/(kg/d)、水素分離設備コスト380 000€/(kg/d)	水素キャリア(有機ハイドライド)	水素貯蔵・輸送	システム開発
30	H2 Storage and Distribution	HyStorIES	Hydrogen Storage In European Subsurface	GEOSTOCK SAS(仏)	フランス	01/2021 - 12/2022	€ 2,499,912	€ 2,499,912	帯水層 塩洞窟	EUにおける帯水層、枯渇洞窟への水素貯蔵検討。	60%進捗、やや遅延。	水素貯蔵設備	水素貯蔵	システム開発
31	H2 Storage and Distribution	HyUsPRe	Hydrogen Underground storage in Porous Reservoirs	NEDERLANDSE ORGANISATIE VOOR TOEGEPAST NATUURWETENSCHAPPELIJK ONDERZOEK TNO(蘭)	オランダ	10/2021 - 12/2023	€ 3,714,850	€ 2,499,912	水素貯蔵 多孔質貯留層	EUにおける多孔質貯留層への水素貯蔵検討。	(特記なし)	水素貯蔵設備	水素貯蔵	システム開発
32	H2 Storage and Distribution	SHERLOHCK	SUSTA NABLE AND COST-EFFICIENT CATALYST FOR HYDROGEN AND ENERGY STORAGE APPLICATIONS BASED ON LIQU D ORGANIC HYDROGEN CARRIERS : ECONOMIC VIABILITY FOR MARKET UPTAKE	COMMISSARIAT A L ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES (仏)	フランス	2021/1-2023/12/31	€ 2,563,323	€ 2,563,323	有機ハイドライド 水素輸送	有機ハイドライド（最大7wt%）からの大規模(2,300kWh/ton)水素分離システムの開発と実証、>10kw・>200h。 <目標> 水素分離効率3gH2/g触媒/分、変換率90%、触媒の選択性99.8%	試験プロトコルを標準化 水素分離効率1.2gH2/g触媒/分、変換率85%、触媒の選択性98%	水素分離・精製装置	水素供給	システム開発

表 78　EU プロジェクト一覧(CHJU)③

番号	2022 PJ Fact Sheet 掲載 Pillar	略称	名称(原題)	コーディネーター	幹事国	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	テーマ(キーワード)	概要	進捗状況	製品	用途	研究目的
33	H2 Storage and Distribution	WINNER	WORLD CLASS INNOVATIVE NOVEL NANOSCALE OPTIMIZED ELECTRODES AND ELECTROLYTES FOR ELECTROCHEMICAL REACT ONS	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2021 - 31/12/2023	€ 2,931,789	€ 2,931,789	アンモニア 電解装置	electrochemical proton-conducting ceramic (PCC)を用いた水素製造システムの開発。アンモニア分解やリバーシブル電解に適用を予定。 <目標>水製造コスト5€/kg、ASR<1ohm.cm2at650°C、効率>95%	リバーシブル電解/アンモニアFC用のセルを試作。それぞれの適用先に応じた条件を設定。3つの用途に応じたエンジニアリングモデルを構築。	電解装置（PCC）	水素製造	機器開発
34	H2 End Uses - Transport	3EMOTION	ENVIRONMENTALLY FRIENDLY, EFFICIENT ELECTRIC MOTION	VAN HOOL（ベルギー）	ベルギー	01/01/2015 - 31/12/2022	€ 38,181,931	€ 14,999,983	FCバス実証	5都市でのFCバス29台を使った実証。 <目標>燃費9kg/100km、稼働率:90%、コスト850K€/台	29台のバスと3か所のHRS稼働中。 燃費8kg/100km、稼働率:≦80%、コスト850K€/台	燃料電池車(バス) 水素ステーション	FCV向け水素供給 自動車	実証試験
35	H2 End Uses - Transport	CAMELOT	UNDERSTANDING CHARGE, MASS AND HEAT TRANSFER IN FUEL CELLS FOR TRANSPORT APPLICATIONS	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 2,295,784	€ 2,295,784	燃料電池電極 船舶適用	研究機関、大学メンバーによる燃料電池電極の限界見極め。船舶への適用を想定	評価完了	燃料電池	発電一般	材料開発
36	H2 End Uses - Transport	CRESCENDO	CRITICAL RAW MATERIAL ELECTROCATALYSTS REPLACEMENT ENABLING DESIGNED POST-2020 PEMFC	CENTRE NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE CNRS(仏)	フランス	01/01/2018 - 30/6/2021	€ 2,739,603	€ 2,739,603	FC触媒 卑金属	貴金属を用いない燃料電池用触媒の開発 <目標>電力密度0.42W/cm2@0.7V、耐久性1.5A/cm2/1000hr、電流密度44mA/cm2	電力密度0.42W/cm2@0.6V、耐久性目標未達、電流密度41.3mA/cm2	燃料電池(PEFC)	発電一般	材料開発
37	H2 End Uses - Transport	DOLPHIN	DISRUPTIVE PEMFC STACK WITH NOVEL MATERIALS, PROCESSES, ARCHITECTURE AND OPT MIZED INTERFACES	COMMISSARIAT A L ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES(仏)	フランス	01/01/2019 - 31/12/2022	€ 2,962,681	€ 2,962,681	FCスタック 製造技術	100kW軽量FCスタックの開発、自動車用を想定。 <目標>出力密度4kW/kg、5kW/l、2W/cm2、耐久性6,000時間、スタックコスト20€/kW	リブチャンネルの寸法縮小により、パフォーマンスの向上達成。製造方法 (印刷、レーザー加工、積層造形など) 開発。	燃料電池(PEFC)	発電一般	製造技術開発
38	H2 End Uses - Transport	FCH2Rail	Fuel Cell Hybrid Power Pack for Rail Applicat ons	DEUTSCHES ZENTRUM FUR LUFT - UND RAUMFAHRT EV	ドイツ	01/2021 - 12/2024	€ 13,341,610	€ 9,999,999	FC鉄道	FCハイブリッド鉄道車両の開発、ポルトガル－スペイン間での実証。トヨタ製FC。	fuel cell hybrid power pack(FCHPP)のベンチテスト2022年開始。FCHPPの実証車両へのインテグレーション検討開始。	燃料電池鉄道車両	鉄道	システム開発 実証試験
39	H2 End Uses - Transport	FLAGSHIPS	CLEAN WATERBORNE TRANSPORT N EUROPE	TEKNOLOGIAN TUTKIMUSKESKUS VTT OY（フィンランド）	フィンランド	01/01/2019 - 31/3/2025	€ 6,766,812	€ 4,999,978	FC船実証	パリ(バージ船)とロッテルダム～ルイスブルグ(貨物船)の実証 <目標>稼働率:95%、FCシステムコスト4,000€/kw、耐久性25,000時間	FCモジュール設計完了、認証手続き中。パリ実証は建造完了。ロッテルダムは2021年より参加、設計中。	燃料電池船	船舶	実証試験
40	H2 End Uses - Transport	FLHYSAFE	FUEL CELL HYDROGEN SYSTEM FOR AIRCRAFT EMERGENCY OPERATION	SAFRAN POWER UNITS,(仏)	フランス	01/01/2018 - 30/9/2022	€ 7,296,553	€ 5,063,023	航空機用FC	航空機用FCの開発とデモンスストレーション <目標> EPU重量 150kg、システム出力密度100W/kg、定格出力18.1kW	スタック製作、評価。 EPU重量 220kg、システム出力密度78W/kg、定格出力18.1kW	燃料電池(PEFC)	航空機	システム開発
41	H2 End Uses - Transport	FURTHER-FC	FURTHER UNDERSTANDING RELATED TO TRANSPORT LIMITATIONS AT HIGH CURRENT DENSITY TOWARDS FUTURE ELECTRODES FOR FUEL CELLS	COMMISSARIAT A L ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES(仏)	フランス	01/01/2020 - 29/2/2024	€ 2,735,031	€ 2,199,567	PEMFC MEA電極	低 Pt 負荷プロトン交換膜燃料電池のカソード触媒層 (CCL) の性能限界評価と開発。 <目標>出力密度　9.3kW/l 4kw/kg 1.8W/cm2、コスト20€/kW、耐久性6000hr、白金使用量0.144mg/cm2　0.08g/kW	CCLのキャラクタリゼーション、モデリング実施中。パートナーとの試験プロトコルの整合実施。	燃料電池(PEFC)	発電一般	材料開発
42	H2 End Uses - Transport	GAIA	NEXT GENERAT ON AUTOMOTIVE MEMBRANE ELECTRODE ASSEMBLIES	CENTRE NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE CNRS(仏)	フランス	01/01/2019 - 30/6/2022	€ 4,493,025	€ 4,493,025	MEA 自動車用	自動車用高性能MEAの開発 <目標>耐久性at10%劣化:6000時間、出力密度at0.6V:1.8W/cm2、MEAコスト6€/kW	1.8W/cm2 at 0.6VのMEAを開発・試作し、耐久性等を評価中。	燃料電池(PEFC)	自動車	材料開発
43	H2 End Uses - Transport	H2HAUL	HYDROGEN FUEL CELL TRUCKS FOR HEAVY-DUTY, ZERO EMISS ON LOGISTICS	ELEMENT ENERGY(英)	イギリス	01/02/2019 - 31/01/2024	€ 28,137,377	€ 12,000,000	FCトラック実証	26-44tクラストラック（OEM=IVECO/FPT , VDL　FCシステム=ElringKlinger, Bosch,PowerCell)の実証 ＜目標＞燃費7.5kg-8.5kg/100km, 充填時間　>2.5kg/min 、水素コスト7.5€/kg以下	トラックと水素ステーションの仕様決定。スイス　ローテンブルグの水素ステーション、2021年1月に運転開始	燃料電池車(トラック) 水素ステーション	FCV向け水素供給 自動車	実証試験
44	H2 End Uses - Transport	H2ME2	HYDROGEN MOBILITY EUROPE2	ELEMENT ENERGY (英)	イギリス	01/05/2016 - 30/06/2022	€ 100,015,655	€ 34,999,549	FCV HRS普及	FCV・水素ステーションの実証、普及 <目標> 20ステーション以上、FCV1200台石以上(本PJとして)	現状で12ステーション、500台のFCV(本PJとして) 5OEMによる800台のFCV、5事業者による50のHRSで実証中。	燃料電池車(乗用車) 水素ステーション	FCV向け水素供給 自動車	普及支援
45	H2 End Uses - Transport	H2PORTS	IMPLEMENTING FUEL CELLS AND HYDROGEN TECHNOLOGIES IN PORTS	FUNDACION DE LA COMUNIDAD VALENCIANA PARA LA INVESTIGACION（西）	スペイン	01/01/2019 - 31/12/2022	€ 4,117,198	€ 3,999,948	港 港湾地区FC実証	バレンシア港でのFC利用（リーチスタッカー、ターミナルトラクター、移動式水素ステーション） ＜目標＞ HRS能力60kg/day、リーチスタッカー出力90kW、トラクター出力75kW	移動式HRSデザイン完了、リーチスタッカー、ターミナルトラクターのデザイン、部品選定完了。	燃料電池港湾機器 水素ステーション	FC機器向け水素供給 港湾機器	実証試験
46	H2 End Uses - Transport	HEAVEN	HIGH POWER DENSITY FC SYSTEM FOR AERIAL PASSENGER VEHICLE FUELED BY LIQUID HYDROGEN	FUNDACION AYESA(西)	スペイン	01/01/2019 - 31/12/2022	€ 4,600,882	€ 3,995,305	航空機PEMFC 液化水素	航空機用FCの開発 <目標> FC出力密度2kW/kg　3.5kW/l、出力コンバーター　8kw/kg、スタック耐久性500時間	パワートレインのコンセプト設計完了。スタック試験ベンチの設定完了。安全性検討実施中。	燃料電池(PEFC)	航空機	機器開発
47	H2 End Uses - Transport	HyShip	DEMONSTRAT NG LIQUID HYDROGEN FOR THE MARITIME SECTOR	WILH WILHELMSEN HOLDING ASA(ノルウェー)	ノルウェー	01/2021 - 03/2025	€ 10,796,560	€ 7,993,942	FC船 液化水素	液化水素→FC船(3MWPEM) の設計、建造と実証3000時間	船舶と液化水素推進システムの初期設計は完了	燃料電池船（液化水素）	船	システム開発 実証試験
48	H2 End Uses - Transport	IMMORTAL	IMproved lifetiMe stacks fOR heavy duty Trucks through ultrA-durabLe components	CENTRE NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE CNRS(仏)	フランス	01/01/2021 - 31/12/2023	€ 3,825,928	€ 3,825,928	大型トラックFC MEA	大型トラック特有の劣化経路に基づいて、劣化予測とともに、30,000hr以上の耐久性を持つMEA、燃料電池を開発する。 <目標>セル電圧at1.77A/cm2:0.675V、耐久性(劣化10%):3000時間	基準の Pt/C 触媒と比較して、質量活性の保持が改善された触媒を開発。セル電圧at1.77A/cm2:0.607V	燃料電池(PEFC)	大型トラック	機器開発

表 79　EU プロジェクト一覧(CHJU)④

番号	2022 PJ Fact Sheet 掲載 Pillar	略称	名称(原題)	コーディネーター	幹事国	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	テーマ(キーワード)	概要	進捗状況	製品	用途	研究目的
49	H2 End Uses - Transport	JIVE	JOINT INITIATIVE FOR HYDROGEN VEHICLES ACROSS EUROPE	ELEMENT ENERGY LIMITED(英)	イギリス	01/01/2017 - 31/12/2022	€ 102,467,227	€ 32,000,000	FCバス普及	EU広域でのFCバスと水素供給インフラの普及。 <目標>車両寿命8年、年間走行>44000km、FC稼働時間>20,000hr、燃費9kg/100km、効率42%、車両OPEXはディーゼルの倍以下、車両CAPEX<650000€	CAPEX€650,000達成。発注142台(4事業者)。121台走行中	燃料電池車(バス) 水素ステーション	FCV向け水素供給 自動車	普及支援
50	H2 End Uses - Transport	JIVE2	JOINT INITIATIVE FOR HYDROGEN VEHICLES ACROSS EUROPE2	ELEMENT ENERGY LIMITED(英)	イギリス	01/01/2018 - 31/12/2023	€ 105,520,120	€ 25,000,000	FCバス普及	EU広域でのFCバスと水素供給インフラの普及。 <目標>14都市で152台のFCバスを配備(JIVEでは18都市で300台)。耐久8年。走行>44000km/台、燃費9kg/100km	発注156台。86台走行中	燃料電池車(バス) 水素ステーション	FCV向け水素供給 自動車	普及支援
51	H2 End Uses - Transport	MARANDA	MAR NE APPLICATION OF A NEW FUEL CELL POWERTRAIN VALIDATED N DEMAND NG ARCTIC CONDITIONS	TEKNOLOGIAN TUTKIMUSKESKUS VTT OY, (フィンランド)	フィンランド	01/03/2017 - 28/02/2021	€ 3,704,758	€ 2,939,458	PEMFC 船舶	船舶用PEMFCシステム(3×82.5kW)の開発 <目標>FC出力75kW、耐久4.6mV/1000時間、効率48%	FC三基を受領し、VTTに提供、試験中。システムデザイン完了。FC出力75kW、耐久1.7mV/1000時間、効率42%	燃料電池(PEFC)	船舶	システム開発
52	H2 End Uses - Transport	MORELife	Material, Operating strategy and RElia bility optimisation for LIFEtime improvements in heavy duty trucks	AVL LIST GMBH(オーストリア)	オーストリア	01/09/2021 - 31/08/2024	€ 3,499,914	€ 3,499,914	大型トラックFC MEA	大型トラック燃料電池の劣化予測とともに、30,000hr以上の耐久性を持つMEA、燃料電池を開発する	PJ初期段階	燃料電池(PEFC)	大型トラック	材料開発
53	H2 End Uses - Transport	PEGASUS	PEMFC BASED ON PLATINUM GROUP METAL FREE STRUCTURED CATHODES	COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES,(仏)	フランス	01/02/2018 - 31/01/2021	€ 2,829,017	€ 2,829,017	PEMFC 脱貴金属	Pt等の貴金属を用いないPEMFC用カソードの開発 <目標>触媒性能:44mA/cm2 at0.9V 600mA/cm2 at0.7V	PGM-Free 触媒を開発、PJ完了 触媒性能:6.5mA/cm2 at0.9V 280mA/cm2 at0.7V	燃料電池(PEFC)	発電一般	材料開発
54	H2 End Uses - Transport	REVIVE	REFUSE VEHICLE NNOVATION AND VAL DATION IN EUROPE	TRACTEBEL ENGINEERING,(ベルギー)	ベルギー	01/01/2018 - 31/12/2024	€ 9,278,698	€ 4,993,851	ごみ収集車 燃料電池車	FCトラック(ごみ収集車)の実証 <目標>15台、FC>40kw、TtW効率50%、寿命25,000時間	トラック製造中。一台目はBreda(蘭)で走行開始。	燃料電池車(トラック)	FCV向け水素供給 自動車	実証試験
55	H2 End Uses - Transport	SH2APED	STORAGE OF HYDROGEN: ALTERNATIVE PRESSURE ENCLOSURE DEVELOPMENT	PLASTIC OMNIUM ADVANCED INNOVATIONAND RESEARCH(ベルギー)	ベルギー	01/01/2021 - 31/12/2023	€ 1,993,550	€ 1,993,550	FCV車載タンク	70MPa車載タンクの開発 <目標>貯蔵容量割合>45%、ライナーコスト100万ユーロ、破壊圧>157.5MPa	プロトタイプタンク製作。貯蔵容量割合43%、ライナーコスト100万ユーロ、破壊圧170MPa	水素タンク	自動車 水素貯蔵・輸送	機器開発
56	H2 End Uses - Transport	SHIPFC	PILOTING MULTI MW AMMONIA SH P FUEL CELLS	MARITIME CLEANTECH(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2020 - 31/12/2025	€ 13,179,056	€ 9,975,478	F C船 アンモニアFC	アンモニアを燃料としたFC（２MW）船と燃料インフラの開発 <目標>GHG削減率70%、アンモニアSOFC出力2MW 稼働3000hr	グリーンアンモニア供給契約完了、燃料システムの概念設計・SOFC要求仕様の設定完了。2023年11月にフルサイズSOFC試験予定。	NH3燃料電池船 NH3供給インフラ	船舶向けNH3供給 船舶	システム開発
57	H2 End Uses - Transport	StaSHH	Standard-Sized Heavy-duty Hydrogen	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2021 - 30/6/2024	€ 14,514,576	€ 7,500,000	大型FCモジュール 大型輸送機器	大型（HD)FCモジュールの開発と標準化。オフロード、鉄道、船舶用も含む <目標> 3種類のスケール、パートナー7団体。FC30-100kW	標準・規格の概要作成、パートナーと合意。。 3種類のスケール、パートナー11団体。FC30-200kW	燃料電池(大型)	自動車 鉄道 船舶	機器開発
58	H2 End Uses - Transport	TAHYA	TANK HYDROGEN AUTOMOTIVE	OPTIMUM CPV(ベルギー)	ベルギー	01/01/2018. -30/6/2021	€ 3,996,944	€ 3,996,944	FCV 車載タンク	米国、アジア企業が独占しているFCVの車載圧縮水素タンクをヨーロッパで開発。 <目標>貯蔵効率5.3%、貯蔵コスト500€/kg、事業化シナリオ20,000システム/年	プロジェクト完了、規制見直し要望safety standard GRT13に提案。 貯蔵効率6.5%、貯蔵コスト450€/kg	水素タンク	自動車 水素貯蔵・輸送	機器開発
59	H2 End Uses - Transport	THOR	THERMOPLASTIC HYDROGEN TANKS OPTIMISED AND RECYCLABLE	FAURECIA SYSTEMES D ECHAPPEMENT SAS(仏)	フランス	01/01/2019- 30/9/2022	€ 2,853,959	€ 2,853,959	水素タンク	リサイクル可能な車載 thermoplastic composite tankの技術評価。 <目標> 貯蔵効率>6%、破壊圧1575bars、コスト400€/kgH2	タンク製作済、リサイクル実施。破壊圧1460bar	水素タンク	自動車 水素貯蔵・輸送	機器開発
60	H2 End Uses - Transport	VIRTUAL-FCS	VIRTUAL & PHYSICAL PLATFORM FOR FUEL CELL SYSTEM DEVELOPMENT	SINTEF AS(ノルウェー)	ノルウェー	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 1,897,806	€ 1,897,806	FCシステム設計 ハイブリッド	ソフトウェアも含むバッテリー&FCハイブリッドシステムの設計。 成果はオープンソース	シミュレーション実証を実施。	燃料電池(一般)	自動車 鉄道 船舶	機器開発
61	H2 End Uses - Transport	ZEFER	ZERO EMISSION F LEET VEH CLES FOR EUROPEAN ROLL-OUT	ELEMENT ENERGY(英)	イギリス	01/09/2017 - 31/08/2022	€ 17,508,573	€ 4,998,843	FCV実証 ビジネスベース HRS不足	180台のタクシー(長距離走行車両)実証。 <目標>走行90000km/台、HRS充填能力6台/hr、水素コスト10€/kg以下	180台のタクシー(長距離走行車両)走行実証中。 走行45500km/台、HRS充填能力6台/hr、水素コスト10€/kg	燃料電池車(乗用車) 水素ステーション	FCV向け水素供給 自動車	実証試験
62	H2 End Uses - Stationary	CH2P	COGENERATION OF HYDROGEN AND POWER US NG SOLID OXIDE BASED SYSTEM FED BY METHANE RICH GAS	FONDAZIONE BRUNO KESSLER (伊)	イタリア	01/02/2017 - 30/4/2022	€ 6,711,723	€ 3,999,896	SOFC 電力、水素、熱供給	SOFCによる、電力、水素、熱の同時供給システムの開発 <目標> 水素供給能力20kg/日、総合効率65%	水素供給能力20kg/日、総合効率80%	燃料電池(SOFC)	熱電供給 FCV向け水素供給	システム開発
63	H2 End Uses - Stationary	COMSOS	COMMERCIAL-SCALE SOFC SYSTEMS	TEKNOLOGIAN TUTKIMUSKESKUS VTT OY, (フィンランド)	フィンランド	01/01/2018 - 31/08/2022	€ 10,277,898	€ 7,486,955	SOFC 中規模CHP 商業規模実証	SOFC 中規模CHPの商業規模実証 Covion社 60kw×2、Sunfire 25kw×6、SOLIDpower 12kw×15 <目標> コスト4,000€/kw 耐久10年、Nox<40mg/kWh 効率>50%	4基のSunfireシステム、Convionシステム1基、設置完了。Solid powerシステム14基製造、12基間もなく完成。	燃料電池(SOFC)	自律電源	システム開発
64	H2 End Uses - Stationary	E2P2	Developing a sustainable alternative power source for urban digital infrastructure	RISE RESEARCH INSTITUTES OF SWEDEN AB(スウェーデン)	スウェーデン	01/01/2021 - 31/9/2024	€ 3,576,995	€ 2,499,716	燃料電池 データセンター	データセンター向けFCシステムの定義と規格の作成。 <目標>効率45-62%LHV、可用性97%、CAPEX3500-6500€/kW	2021年開始	燃料電池	データセンター電源	システム開発

表 80　EU プロジェクト一覧(CHJU)⑤

番号	2022 PJ Fact Sheet 掲載 Pillar	略称	名称(原題)	コーディネーター	幹事国	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	テーマ(キーワード)	概要	進捗状況	製品	用途	研究目的
65	H2 End Uses - Stationary	EMPOWER	EUROPEAN METHANOL POWERED FUEL CELL CHP	TEKNOLOGIAN TUTKIMUSKESKUS VTT OY(フィンランド)	フィンランド	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 1,499,876	€ 1,499,876	メタノール PEFC	高温PEMFCによる5kW級メタノール改質型CHPの開発。 <目標>スタック効率55%LHV、改質効率85%、CHP効率37-67%、CAPEC5500€/kWh	PEMFC設計、CHPの設計、バランス調整完了。ジドウ品質管理手法を開発。CAPEX見込み2600€/kWh	燃料電池(PEFC)	熱電供給	機器開発
66	H2 End Uses - Stationary	EVERYWH2ERE	MAKING HYDROGEN AFFORDABLE TO SUSTAINABLY OPERATE EVERYWHERE IN EUROPEAN CITIES	RINA CONSULTING SPA(伊)	イタリア	01/02/2018 - 31/01/2023	€ 6,770,249	€ 4,999,946	自律電源 FCシステム	音楽祭や建設現場での自律型発電システムの実証 <目標> CAPEX:5,500€/kW、発電コスト1.1€/kWh、騒音<65db	ユーザーとの調整、理解活動実施。100kW級完成、25kWは製作中。 CAPEX:6,850€/kW、騒音60db	燃料電池(PEFC)	自律電源	システム開発
67	H2 End Uses - Stationary	GRASSHOPPER	GRID ASS STING MODULAR HYDROGEN PEM POWER PLANT	INEA INFORMATIZACIJA ENERGETIKA AVTOMATIZACIJA DOO,(スロヴェニア)	スロヴェニア	01/01/2018 - 31/3/2022	€ 4,387,064	€ 4,387,064	PEMFC 中規模発電設備	１００kw級中規模PEMFCの開発実証 <目標> スタック効率55%、システム効率50%、CAPEX1,500€/kWe、耐久20,000時間	パイロットプラント、FCシステム開発完了。	燃料電池(PEFC)	系統電力安定化	システム開発
68	H2 End Uses - Stationary	OxiGEN	NEXT-GENERATION SOLID OXIDE FUEL CELL STACK AND HOT BOX SOLUTION FOR SMALL STATIONARY APPLICATIONS	SOCIETE EUROPEENNE DES PRODUITS REFRACTAIRES,(仏)	フランス	01/01/2018 - 31/12/2021	€ 2,996,874	€ 2,996,874	SOFC 定置式CHP	新たなセラミックスタックとホットボックスモジュール技術を用いた定置型SOFCシステムの開発<目標>発電効率59%	Saint-Gobain stack用ホットボックス製作。.PJ終了。	燃料電池(SOFC)	自律電源	システム開発
69	H2 End Uses - Stationary	PACE	PATHWAY TO A COMPETITIVE EUROPEAN FC μCHP MARKET	THE EUROPEAN ASSOCIATION FOR THE PROMOTIONOF COGENERATION VZW(ベルギー)	ベルギー	01/06/2016 - 30/6/2022	€ 84,462,141	€ 33,932,753	定置式CHP 普及	定置式μCHP(0.7kw～1.5kw級)の普及 <目標> 2,800台	現状　2,121台。システム寿命を10年→15年に延長。	燃料電池(一般)	自律電源 熱電供給	普及支援
70	H2 End Uses - Stationary	REMOTE	REMOTE AREA ENERGY SUPPLY WITH MULT PLE OPTIONS FOR INTEGRATED HYDROGEN-BASED TECHNOLOGIES	POLITECNICO DI TORINO(伊)	イタリア	01/01/2018 - 30/6/2023	€ 6,740,031	€ 4,995,950	再生可能エネルギー 水素貯蔵	再生可能エネルギーの水素貯蔵～利用システム実証 <目標> PEM電解効率:52kwh/kg、アルカリ電解効率:49kwh/kg、PEMFC効率:42-62%LHV、電解設備設置面積80m2/MW	稼働実績　ノルウェー1年間、ギリシャ1.5年、PEM電解効率:50kwh/kg、アルカリ電解効率:55-60kwh/kg、PEMFC効率:45-55%LHV、電解設備設置面積273m2/MW	電解装置(PEM、アルカリ) 燃料電池(PEFC)	系統電力安定化	実証試験
71	H2 End Uses - Stationary	RoRePower	ROBUST AND REMOTE POWER SUPPLY	TEKNOLOGIAN TUTKIMUSKESKUS VTT OY（フィンランド）	フィンランド	01/01/2019 - 31/12/2023	€ 4,220,094	€ 2,999,190	SOFC オフグリッド発電 過酷気候条件	SOFCのオフグリッド電源適用の開発、厳しい気象条件や石油・ガスインフラが不十分な地域を想定。 <目標>発電効率>35%、気温-40°C、メンテ間隔15か月	21基設置済み、メタン燃料で-20°C、プロパン-35°Cで稼働成功。 発電効率>35%、気温-40°C(見込み)、メンテ間隔13.7か月	燃料電池（SOFC）	自立電源	実証試験
72	H2 End Uses - Stationary	RUBY	ROBUST AND RELIABLE GENERAL MANAGEMENT TOOL FOR PERFORMANCE AND DURABILITY IMPROVEMENT OF FUEL CELL STATIONARY UNITS	UNIVERSITA DEGLI STUDI DI SALERNO(イタリア)	イタリア	01/01/2020 - 31/12/2024	€ 2,999,715	€ 2,999,715	燃料電池スタック 劣化予測・管理	SOFC、PEMC性能評価のためのelectrochemical impedance spectroscopy (EIS)技術の開発。 <目標>寿命:SOFC12年、PEMFC15年	monitoring, diagnostic, prognostic and control (MDPC)ツールを開発。 寿命:SOFC10年、PEMFC12年	燃料電池一般	発電一般 熱電併給	保守技術開発
73	H2 End Uses - Stationary	SO-FREE	SOLID OXIDE FUEL CELL COMBINED HEAT AND POWER: FUTURE-READY ENERGY	AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE(イタリア)	イタリア	01/01/2021 - 31/08/2024	€ 3,045,355	€ 2,739,094	SOFC 熱電併給(CHP)	SOFCを用いたCHPの開発・実証。燃料:水素、天然ガス、バイオガス <目標>劣化<1%、水素稼働の効率48%、CAPEX80008€/kW	2か所の実証場所を設営、SOFC-CHPシステム設計完了	燃料電池（SOFC）	熱電供給	システム開発
74	H2 End Uses - Stationary	WASTE2WATTS	UNLOCKING UNUSED B O-WASTE RESOURCES WITH LOW COST CLEANING AND THERMAL INTEGRAT ON WITH SOLID OXIDE FUEL CELLS	ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE(スイス)	スイス	01/01/2019 - 31/03/2023	€ 1,681,603	€ 1,681,603	バイオガス SOFC	SOFCに適用するためのバイオガス浄化システムの開発。 <目標>SOFC CAPEX 3500-6500€/kWe、不純物5ppm、バイオガス浄化コスト<1000€/kWe、LCOE<15€/kWe	吸収材、改質触媒、セルのキャラクタリゼーション実施。システムコスト評価実施。SOFC CAPEX 2000-4000€/kWe、不純物3ppm、バイオガス浄化コスト<1000€/kWe、LCOE0.09€/kWe	燃料電池(SOFC)	熱電併給	システム開発
75	Cross-cutting	AD ASTRA	HARNESSING DEGRADATION MECHANISMS TO PRESCRIBE ACCELERATED STRESS TESTS FOR THE REALIZATION OF SOC LIFETIME PREDICT ON ALGORITHMS	AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE(伊)	イタリア	01/01/2019 - 31/08/2022	€ 3,008,426	€ 3,008,426	SOEC・SOFC 劣化診断	劣化加速試験プロトコルの開発 <目標>劣化加速10倍	200サンプル以上を評価。オンラインデータベース構築。劣化加速4倍	電解・FC可逆装置(SOEC・SOFC)	水素・電力供給	保守技術開発
76	Cross-cutting	BEST4Hy	SustainaBIE SoluTions FOR recycl ng of end of life Hydrogen technologies	PARCO SCIENTIFICO TECNOLOGICO PER LAMBIENTE ENVIRONMENT PARK TORINO SPA(伊)	イタリア	01/01/2021 - 30/06/2023	€ 1,586,015	€ 1,586,015	燃料電池原材料 リサイクル	PEMFC、SOFC材料のリサイクル戦略の策定 <目標>白金リサイクル　PEMFC80%、SOFC90%、アノード材料リサイクル80%、メンブレンリサイクル100%	白金回収のためのhydrometallurgical processを開発。Ni YSZアノードの回収技術開発。	燃料電池一般	発電一般	材料開発
77	Cross-cutting	eGHOST	Establishing Eco-design Guidelines for Hydrogen Systems and Technologies	Fundacion IMDEA Energia(西)	スペイン	01/01/2021 - 31/12/2023	€ 1,133,541	€ 998,991	燃料電池設計 ガイドライン	水素関連のガイドラインの作成。 <目標>エコデザインガイドライン作成2、コスト削減3%、環境影響削減10%、「エコ効率」向上10%	PEFC、SOFCのライフサイクル持続性評価完了	燃料電池一般	発電一般	規制・標準化
78	Cross-cutting	e-SHyIPS	Ecosystemic knowledge in Standards for Hydrogen Imp ementation on Passenger Ship	POLITECNICO DI MILANO(伊)	イタリア	01/01/2021 - 31/12/2024	€ 2,500,000	€ 2,500,000	FC船 安全性	FC船の安全に関する情報共有、ガイドライン、規則の作成。	客船への水素導入に係る基準を作成。	燃料電池船	船舶	規制・標準化
79	Cross-cutting	FCHgo	FUEL CELLS HYDROGEN EDUCATIONAL MODEL FOR SCHOOLS	UNIVERSITA DEGLI STUDI DI MODENA E REGGIO EMILIA(伊)	イタリア	01/01/2019 - 30/6/2021	€ 502,499	€ 502,499	教育プログラム	若年層に対する水素、FC知識の教育。 <目標>生徒数200-140000	PJ完了。Educational programme delivery model (EPDM)初版完成。「アワード」実施。アワード参加生徒数457、先生130名。	教材・教育人材	教育・啓発	教育啓発
80	Cross-cutting	HYDRAITE	HYDROGEN DELIVERY RISK ASSESSMENT AND IMPURITY TOLERANCE EVALUATION	Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy, (フィンランド)	フィンランド	01/01/2018 - 30/09/2021	€ 3,499,868	€ 3,499,868	水素品質 サンプル分析	水素品質を確保するために、HRSから水素をサンプリングして分析。	分析のための3拠点を設置、3HRSの30サンプルをEN17124に沿って分析、PJ完了	水素ステーション	FCV向け水素供給	規制・標準化

表 81　EUプロジェクト一覧(CHJU)⑥

番号	2022 PJ Fact Sheet 掲載 Pillar	略称	名称(原題)	コーディネーター	幹事国	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	テーマ(キーワード)	概要	進捗状況	製品	用途	研究目的
81	Cross-cutting	HyResponder	EUROPEAN HYDROGEN TRAIN THE TRAINER PROGRAMME FOR RESPONDERS	UNIVERSITY OF ULSTER(英)	イギリス	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 1,000,000	€ 1,000,000	教育プログラム	水素安全教育プログラムの作成	教育用e-プラットフォームのベータバージョン完成。オンラインでの教育ツール利用可能。	教材・教育人材	教育・啓発	教育啓発
82	Cross-cutting	HyTunnel-CS	PNR FOR SAFETY OF HYDROGEN DRIVEN VEHICLES AND TRANSPORT THROUGH TUNNELS AND SIMILAR CONFINED SPACES	UNIVERSITY OF ULSTER(英)	イギリス	1/3/2019 - 31/07/2022	€ 2,500,000	€ 2,500,000	トンネル・地下 安全	トンネルや地下を走行する車両の安全性向上プロジェクト。規制、標準のリコメンドを行う。	データ分析、評価試験を実施。報告書2件公開、残り1件準備中。	燃料電池車(一般)	自動車	規制・標準化
83	Cross-cutting	ID-FAST	INVESTIGATIONS ON DEGRADATION MECHANISMS AND DEFINITION OF PROTOCOLS FOR PEM FUEL CELLS ACCELERATED STRESS TESTING	COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES,(仏)	フランス	01/01/2018 - 31/12/2021	€ 2,748,195	€ 2,748,195	PEMFC 劣化機構	自動車用PEMFCの劣化予測、加速劣化試験、劣化機構の解明、モデル化 <目標>加速ファクタ2-10	フリートデータに基づき、劣化データベース作成。触媒・メンブレン劣化モデルを作成。目標達成	燃料電池(PEFC)	自動車	保守技術開発
84	Cross-cutting	MultHyFuel	MULTI-FUEL HYDROGEN REFUELLING STATIONS (HRS): A CO-CREATION STUDY AND EXPERIMENTAT ON TO OVERCOME TECHNICAL AND ADMIN STRATIVE BARRIERS	HYDROGEN EUROPE(ベルギー)	ベルギー	01/2021 - 31/12/2023	€ 2,121,906	€ 1,997,406	水素ステーション ガソリンスタンド併設	マルチステーションのベストプラクティスガイドラインの作成。規制課題の検討、リスクアセスメント、	漏洩試験実施中。ワークショップ、リスクアセスメントはこれから	水素ステーション	FCV向け水素供給	規制・標準化
85	Cross-cutting	PRESLHY	PRE-NORMATIVE RESEARCH FOR SAFE USE OF LIQUIDE HYDROGEN	KARLSRUHER INSTITUT FUER TECHNOLOGIE(独)	ドイツ	01/01/2018 - 31/5/2021	€ 1,905,863	€ 1,724,277	液化水素 安全基準	液化水素の安全な利用に関する基準の検討	ISO /TR 15916作成を液水安全利用の観点からサポート。安全部分のハンドブックを作成。	水素ステーション	水素貯蔵・輸送 FCV向け水素供給	規制・標準化
86	Cross-cutting	PRHYDE	PROTOCOL FOR HEAVY DUTY HYDROGEN REFUELLING	LUDWIG-BOELKOW BOELKOWSYSTEMTECHNIK GMBH(独)	ドイツ	01/01/2020 - 31/12/2021	€ 3,167,078	€ 1,494,417	重量車 充填プロトコル	大型FCトラック用の充填プロトコルの作成	ウェビナー開催4回、データ集/報告書作成10件、PJ外のステークホルダーにヒアリング。	水素ステーション	燃料電池車（大型トラック）向け水素供給	規制・標準化
87	Cross-cutting	SH2E	Sustainability Assessment of Harmonised Hydrogen Energy Systems: Guidelines for Life Cycle Sustainability Assessment and Prospective Benchmarking	Fundacion IMDEA Energia(西)	スペイン	01/01/2021 - 30/06/2024	€ 2,142,779	€ 1,997,616	ライフサイクル評価 ガイドライン	燃料電池と、燃料電池システムのife cycle sustainability assessment (LCSA)。ガイドラインの作成	既存のガイドライン、ケーススタディ、プロジェクト報告をレビュー。	ガイドライン	水素社会システム設計	規制・標準化
88	Cross-cutting	TeacHy	TEACHING FUEL CELL AND HYDROGEN SCIENCE AND ENG NEERING ACROSS EUROPE WITHIN HORIZON 2020	THE UNIVERSITY OF BIRMINGHAM (英)	イギリス	01/11/2017 - 31/10/2022	€ 1,248,529	€ 1,248,529	大学教育 人材育成	燃料電池や水素に関する大学教育、人材育成、教材の提供	講義資料を作成 eラーニングコースを構築	教材・教育人材	教育・啓発	教育啓発
89	Cross-cutting	THyGA	TESTING HYDROGEN ADMIXTURE FOR GAS APPLICATIONS	ENGIE（ギリシャ）	ギリシャ	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 2,468,826	€ 2,468,826	天然ガス 水素混合	既存のガス器具を前提に、天然ガスに混合できる水素の量を調査 <目標＞100用途を調査	約40の用途を調査完了。	ガス機器	ガス機器向け水素混合ガスの供給	規制・標準化
90	H2 Valleys	BIG HIT	BUILD NG INNOVATIVE GREEN HYDROGEN SYSTEMS IN AN ISOLATED TERRITORY: A PILOT FOR EUROPE	Fundacion Para El Desarrollo De Las Nuevas Tecnologias Del Hidrogeno En Aragon, (西)	スペイン	01/05/2016 - 30/04/2022	€ 7,748,848	€ 5,000,000	地産地消 再生可能水素システム	オークニー諸島(スコットランド)での、潮力・風力発電→水素地産地消システムの開発 <目標>HRS耐久性10年、水素ボイラー40kW	5台（250kgH2搭載）の水素トレーラー、30kw水素ボイラー、1MW電解装置、5台のFCバン(75kw)完成。オペレーション中	電解装置(PEM) 水素トレーラー 水素ステーション 燃料電池車(FCV)	水素製造 水素貯蔵・輸送 FCV向け水素供給 自動車	実証試験
91	H2 Valleys	GREEN HYSLAND	"GREEN HYSLAND – Deployment of a H2 Ecosystem on the Island of Ma lorca"	ENAGAS SA(西)	スペイン	01/2021 - 12/2025	€ 20,498,255	€ 10,000,000	地産地消 再生可能水素システム	スペインのマヨルカ島での再生可能H2エコシステムの展開。7.5MW電解→FCV・バス、業務用CHP、電力、ガスへの混合。	2.5MW電解設備設置完了。6PJサイトでの概念設計完了。	電解装置(PEM) 水素トレーラー 水素ステーション 燃料電池車(FCV)	地域(離島）向け水素供給	実証試験
92	H2 Valleys	HEAVENN	HYDROGEN ENERGY APPLICAT ONS FOR VALLEY ENVIRONMENTS IN NORTHERN NETHERLANDS	STICHTING ENERGY VALLEY(オランダ)	オランダ	01/01/2020 - 31/12/2025	€ 96,191,884	€ 20,000,000	地産地消 電解水素	北オランダ地区での地産池消"Hydrogen Valley"モデルの構築 ＜目標＞　水素製造効率50kwh/kg、貯蔵設備コスト0.8€/kg、FCシステムコスト60€kwh	塩洞窟貯蔵の設計・建設契約、デルフザイル - ロッテルダムルートでの塩の内部輸送用の H2 動力船の配備に関する長期契約を締結。船舶設計と水素動力システムの設計を開始。	燃料電池車 電解設備 貯蔵設備	FCV向け水素製造 水素貯蔵	実証試験
93	Supply Chain	INN-BALANCE	INNOVATIVE COST IMPROVEMENTS FOR BALANCE OF PLANT COMPONENTS OF AUTOMOTIVE PEMFC SYSTEMS	FUNDACION AYESA(西)	スペイン	01/01/2017 - 31/10/2021	€ 6,156,289	€ 4,994,539	自動車用FCパワートレーンコストダウン	自動車用FCパワートレーンシステムのコストダウン研究 <目標>コールドスタート-40℃、コンプレッサー能力10-12kw、耐久性10年で効率低下5%以内	プロジェクト終了(目標は未達)	燃料電池(PEFC)	自動車	製造技術開発
94	Supply Chain	LOWCOST-IC	LOW COST INTERCONNECTS WITH HIGHLY IMPROVED CONTACT STRENGTH FOR SOC APPLICATIONS	DANMARKS TEKNISKE UNIVERSITET(デンマーク)	デンマーク	01/01/2019 - 30/09/2022	€ 2,335,998	€ 2,335,998	SOFC 接続（IC)材料	SOFCのスケールアップに寄与する技術-スタックの寿命とロバスト性、安価な接続材料-の開発。 <目標>接触層の破壊エネルギー:5.1J/m2、接触層の面積固有抵抗:15mohm.cm2at750℃、25mohm.cm2at850℃	ロバスト性のある接触層を開発 接触層の破壊エネルギー:10J/m2、接触層の面積固有抵抗:60mohm.cm2at750℃、21mohm.cm2at850℃	燃料電池(SOFC)	発電一般	材料開発
95	Supply Chain	MAMA-MEA	MASS MANUFACTURE OF MEAS USING HIGH SPEED DEPOSITION PROCESSES	TECHNISCHE UNIVERSITAET CHEMNITZ, (独)	ドイツ	01/01/2018 - 31/12/2021	€ 3,189,816	€ 3,189,816	FC製造技術開発 MEA材料	FCの部材(メンブレン、触媒層、シール)製造技術の開発 <目標> CAPEX:55€/kW、耐久性:20,000時間、劣化率:1%/1,000時間、生産速度:0.84m/s	多層積層のための基礎技術の選定と、50cm2の試験セルでの検証を実施	燃料電池(PEFC)	発電一般	製造技術開発

4.2.2 欧州における水素関連の開発目標

いずれのプロジェクトもEUにおける共通の目標を目指して進められている。CHJUが公表したStrategic Research and Innovation Agenda 2021 - 2027より、サプライチェーン関連の目標を示す。

表 82　水素導入・価格目標

項目	単位	現状	2023	2025	2027
電気分解導入量	GW	1	4	6	10
クリーン水素需要	Mt	0.16	0.70	1.00	2.00
水素価格	€/kg	8	6.5	5.5	4.5

水素価格は2027年で4.5€/kgと、米国の2030年1$/kgに比較すると緩い目標となっている。再生可能電力の電解を前提としたもののためと思われる。

(1)製造関連目標

電解設備の開発目標を示す。

現状はPEM電解(PEMEC)、SO電解(SOEC)ともにアルカリ電解より高コストであるが、2030年には同等以下とする目標が設定されている。

表 83　アルカリ電解設備開発・コスト目標

項目	単位	2020	2024	2030
電力消費	kWh/kg	50	49	48
CAPEX	€/(kg/d)	1,250	1,000	800
CAPEX	€/kW	600	480	400
OPEX	€/(kg/d)/y	50	43	35
Hot idle ramp time	sec	60	30	10
起動時間	sec	3,600	900	300
耐久性	%/1,000h	0.12	0.11	0.1
電流密度	A/cm2	0.6	0.7	1
貴金属使用量	mg/W	0.6	0.3	0

表 84　PEM 電解設備開発・コスト目標

項目	単位	2020	2024	2030
電力消費	kWh/kg	55	52	48
CAPEX	€/(kg/d)	2,100	1,550	1,000
CAPEX	€/kW	900	700	500
OPEX	€/(kg/d)/y	41	30	21
Hot idle ramp time	sec	2	1	1
起動時間	sec	30	10	10
耐久性	%/1,000h	0.19	0.15	0.12
電流密度	A/cm2	2.2	2.4	3
貴金属使用量	mg/W	2.5	1.25	0.25

表 85　SO 電解設備開発・コスト目標

項目	単位	2020	2024	2030
水素/炭素比	kg H2/ kg C	0.15	0.22	0.32
CAPEX	€/(kg/d)	1,806	1,514	1,264
OPEX	€/kg	0.013	0.011	0.009

EU での水素製造は、再生可能電力の電気分解が中心に検討されているが、バイオマスガス化、また、太陽熱からの水素製造も検討されている。開発目標を示す。

太陽熱の CAPEX は、2030 年でも一桁高額である。

表 86　バイオ・廃棄物ガス化水素開発目標

項目	単位	2020	2024	2030
電力消費	kWh/kg	40	39	37
CAPEX	€/(kg/d)	3,550	2,000	800
CAPEX	€/kW	2,130	1,250	520
OPEX	€/(kg/d)/y	410	130	45
起動時間	h	12	8	4
劣化率	%/1,000h	1.9	1	0.5
電流密度	A/cm2	0.6	0.85	1.5
発電効率	%	46	50	57

表 87　太陽熱水素製造開発目標

項目	単位	2020	2024	2030
水素製造量	kg/m2/d	1.13	2.16	4.11
CAPEX	k€/(kg/d)	29.99	15.19	7.41
OPEX	€/kg	1.17	0.59	0.3

⑵輸送・貯蔵関連目標

貯蔵コスト目標を示す。長期貯蔵を想定した枯渇ガス田や塩洞窟についても目標設定がされている点が、日本とは大きく異なる

表 88　貯蔵コスト目標

項目	単位	2020	2024	2030
CAPEX 枯渇ガス田	€/kg	n/a	10	5
CAPEX 塩洞窟	€/kg	35	32	30
CAPEX 地上貯蔵	€/kg	750	700	600

液体キャリアの目標を示す。液化水素と有機液体キャリアの両方を想定していると思われる。船舶輸送の目標も設定されている。

表 89　液体キャリアコスト目標

項目	単位	2020	2024	2030
液化エネルギー	kWh/kg	10-12	8-10	6-8
液化コスト	€/kg	1.5	<1.5	<1.0
キャリア輸送コスト(船舶3000km)	€/kg	4	2.5	<2
キャリア運用エネルギー	kWh input/kg H2 recovered	20	17	12

輸送関連コスト、水素漏洩、ボイルオフとの目標を示す。圧縮水素輸送では、2030 年に 70MPa での輸送が目標設定されている。水素あたりの輸送コストは、全ての設定年において圧縮>液水である。

表 90　輸送コスト等目標

輸送手段	項目	単位	2020	2024	2030
パイプライン	CAPEX	M€ /km	1.1	1	0.9
	輸送圧力	bar	90	100	120
	水素漏洩	%	na	0	0
圧縮ガス地上輸送	チューブトレーラー搭載量	kg	850	1,000	1,500
	チュープトレーラー CAPEX	€/kg	650	450	350
	運用圧力	bar	300	500	700
液化ガス地上輸送	液水トレーラー搭載量	kg	3500	4000	4000
	液水トレーラーCAPEX	€/kg	>200	200	100
	液水トレーラーボイルオフ	%/d	0.3-0.6	0.3	0.1
船舶輸送(液化水素)	港湾液水タンク容量	ton	300	700	7,000
	港湾液水タンクCAPEX	€/kg	100	70	<20
	液水ボイルオフ	%/d	<0.3	0.1	<0.1
	液水船舶搭載量	ton	80	350	2,800
	液水船CAPEX	€/kg	na	50	<10
	ボイルオフ	%/d	na	0.5	<0.3

その他の水素配送関連工程の目標を示す。

表 91　配送関連工程等の目標

工程	項目	単位	2020	2024	2030
圧縮工程	技術的設備寿命	year	10	14	20
	PL圧縮エネルギー(30 to 200 bar)	kWh/kg	3	2.5	2
	HRS圧縮エネルギー(5 to 900 bar)	kWh/kg	6	4	3
	平均故障間隔	h	25,000	40,000	60,000
	OPEXパイプライン	€/kg	0.05	0.03	0.01
	OPEX HRS	€/kg	0.1	0.07	0.03
	CAPEX 圧縮機(PL)	€/kW	1,300	1,000	650
	CAPEX 圧縮機(HRS)	€/kW	7,700	5,600	3,500
精製工程	寿命	y	5	10	20
	エネルギー消費　分離	kWh/kg	4	3.5	3
	エネルギー消費　浄化	kWh/kg	3.5	3	2.5
	水素回収係数	%	80	90	95
	精製コスト	€/kg	1.5	1	0.5

(3)水素ステーション関連目標

水素ステーション関連の効率、コスト等目標を示す。

表 92　水素ステーション関連目標

項目	条件	単位	2020	2024	2030
エネルギー消費	700 bar	kWh/kg	5	4	3
	350 bar	kWh/kg	3.5	2.5	2
	LH2	kWh/kg	0.5	0.5	0.3
供用性	700 bar	%	96	98	99
	350 bar	%	97	98	99
	LH2	%	95	97	99
故障間隔	700 bar	d	48	72	168
	350 bar	d	96	144	336
	LH2	d	144	216	504
メンテナンスコスト	700 bar	€/kg	1	0.5	0.3
	350 bar	€/kg	0.66	0.35	0.15
	LH2	€/kg	1	0.5	0.3
労務費	700 bar	person h/kh	70	28	16
	350 bar	person h/kh	42	17	10
	LH2	person h/kh	70	28	16
CAPEX（200-1,000 kg/	700 bar	k€ /(kg/day)	2-6	1.5-4	1-3
	350 bar	k€ /(kg/day)	0.8-3.5	0.65-2.5	0.5-2
	LH2	k€ /(kg/day)	2-6	1.5-4	1-3
HRS関連コスト	700 bar	€/kg	4	3	2
	350 bar	€/kg	2.5	2	1.25
	LH2	€/kg	4	3	2

なお、Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027 では、

- 重量車向け燃料電池
- 船舶向け燃料電池
- 鉄道向け燃料電池
- 航空向け燃料電池
- 定置型燃料電池(SOFC)
- 定置型燃料電池(低温 PEMFC)
- 水素タービン
- リサイルプロセス
- 教育、社会受容性
- 安全

の各項目について、2024 年、2030 年の開発・コスト目標が設定されている。設定年から判断して、2024 年には再見直しが開始されると思われる。

4.2.3 欧州におけるサプライチェーン関連の PJ

(1) 電気分解

電気分解で実証を視野に入れた PJ をピックアップして紹介する。

表 93　電解実証プロジェクト

略称	名称(原題)	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	製品	用途
Demo4Gr d	DEMONSTRATION OF 4MW PRESSURIZED ALKALINE ELECTROLYSER FOR GRID BALANCING SERVICES	01/03/2017 - 28/02/2022	€ 7,736,683	€ 2,932,554	電解装置(アルカリ)	系統電力安定化
DJEWELS	DELFZIJL JOINT DEVELOPMENT OF GREEN WATER ELECTROLYSIS AT LARGE SCALE	01/01/2020 -31/12/2025	€ 41,967,250	€ 10,999,999	電解装置(アルカリ)	グリーンメタノール製造
GrInHy2.0	GREEN INDUSTRIAL HYDROGEN VIA STEAM ELECTROLYSIS	01/01/2019 - 31/12/2022	€ 5,882,493	€ 3,999,993	電解装置	産業向け水素供給
Haelous	HYDROGEN-AEOLIC ENERGY WITH OPTIMISED ELECTROLYSERS UPSTREAM OF SUBSTATION	01/01/2018 - 31/12/2023	€ 7,793,995	€ 4,997,739	電解装置(PEM)	系統電力安定化
MegaSyn	Megawatt scale co-electrolysis as syngas gene ation for e-fuels synthesis	04/2021 - 03/2025	€ 7,785,794	€ 4,999,449	合成ガス製造装置 (SOEC)	合成ガス製造
MultiPLHY	MULTI-MEGAWATT HIGH-TEMPERATURE ELECTROLYSER TO GENERATE GREEN HYDROGEN FOR PRODUCTION OF HIGH-QUALITY CHEMICAL PRODUCTS	01/01/2020 - 31/12/2024	€ 9,751,723	€ 6,993,725	電解設備（SOEC）	産業用水素供給
OYSTER	Offshore hydrogen from shoreside wind turbine integrated electrolyser	01/2021 - 12/2024	€ 4,999,844	€ 4,999,844	電解装置(PEM)	水素製造一般
REFHYNE	CLEAN REFINERY HYDROGEN FOR EUROPE	01/01/2018 - 31/12/2022	€ 19,759,517	€ 9,998,044	電解装置(PEM)	産業向け水素供給

1)Demo4Grid

4MW アルカリ電解による、グリッド安定システムの実証

<目標>最低可能稼働率:20%、暖機状態での min→max 立ち上がり:2 秒、コールドスタート:20 分

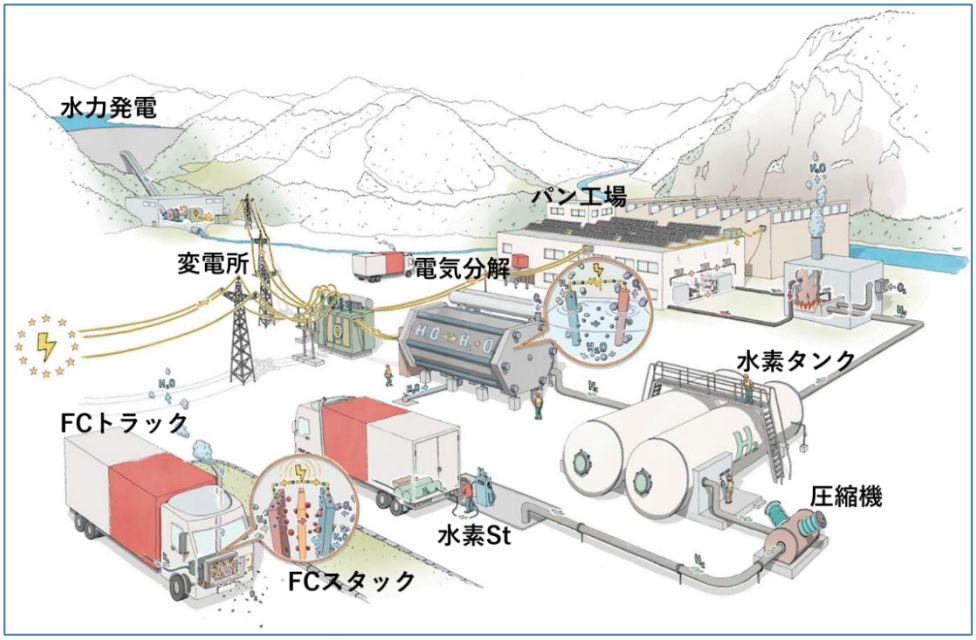


図 112　Demo4Grid 概念図

・最終的な目標は、送電システムオペレータにグリッドバランシングサービスを提供すること（一次および二次バランシング サービス)。
・電解プラントは、インスブルック近くのフォルスに設置。

<プロジェクト関係者>

DIADIKASIA ビジネスコンサルティング、Fen Sustain システムズ、Mpreis Warenvertriebs、Instrumentación y Componentes、アラゴン水素開発財団、IHT Industrie Haute Technologie SA

<進捗状況>

・設置完了、2022 年 3 月 2 日に製造開始、

2)DJEWELS

Delfzijl 工業団地での大規模電解によるグリーン燃料（メタノール）の製造実証

〈目標〉エネルギー消費 :〈52.8kwh/kg、劣化:0.72%/年、定格出力 25MW

図 113　Delfzijl 工業団地全景

・20MW 級実証後は、100MW 級を増設しスケールアップさせる構想。

〈プロジェクト関係者〉

NOBIAN INDUSTRIAL CHEMICALS、Mcphy、Biomethanol Chemie Nederland、Industrie de Nora SpA-IDN、Hinicio

<進捗状況>

・「Djewels 1」デザイン完了。1MW スタック試験開始

3)GrInHy2.0

製鉄所の廃熱-スチームによる電解水素の製造、729kW

〈目標〉製造能力 18kg/hr　設備コスト 4,500€/(kg/d)、水素コスト 7€/kg、効率 84%

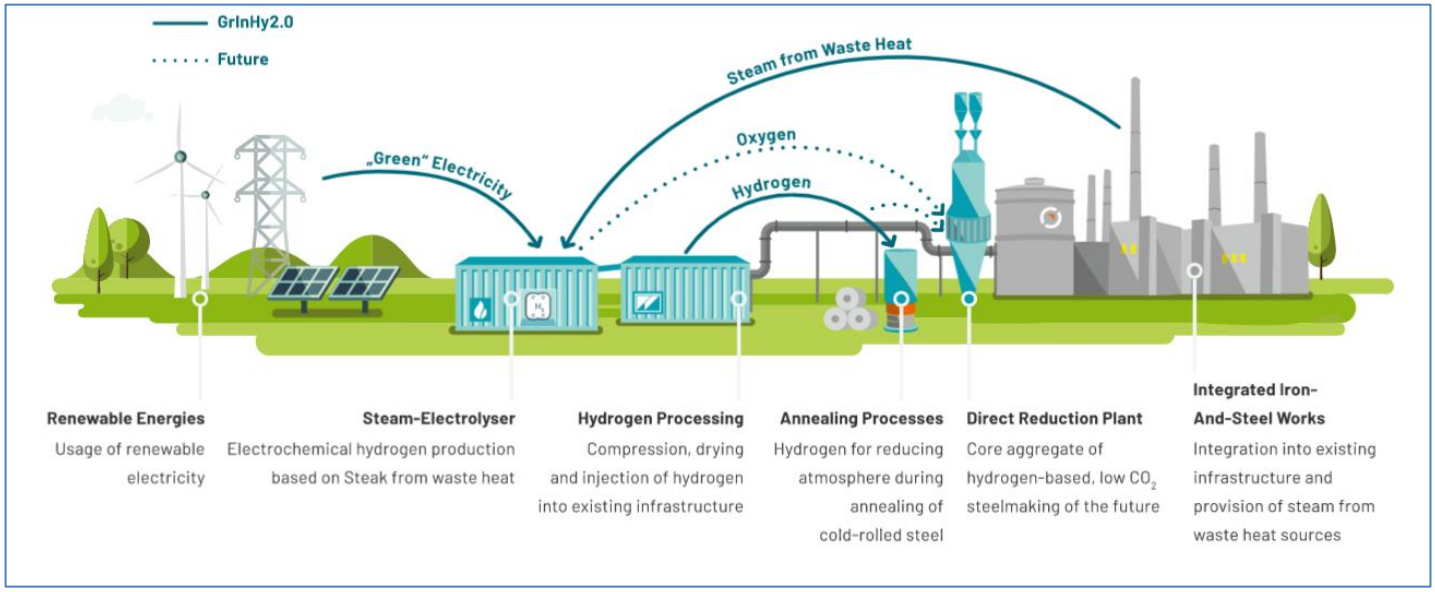


図 114　GrInHy2.0 概念図

・Salzgitter 製鉄所での実証、製鉄からの脱炭素の可能性を探る PJ

〈プロジェクト関係者〉

P SALZGITTER MANNESMANN リサーチ、Paul Wurth、 Sunfire、Salzgitter Flachstahl、Tenova SpA, 原子力・代替エネルギー委員会(フランス)

〈進捗状況〉

・効率目標 84%達成、運転時間 800hr 継続中、67.6t 水素製造、スタック劣化は予想以下(15mohm.cm2.kh-1)。

・2022 年 12 月の終了までに水素 100t 製造見込み。一方、スタック稼働時間は当初計画の 20,000hr に達せず、15,000hr の見込み。

4)Haelus

電気分解で風力発電の安定化を図るシステムの開発実証

<目標>電解 CAPEX:3M€/tpd、エネルギー消費:52kwh/kg、劣化率:1.5%/year

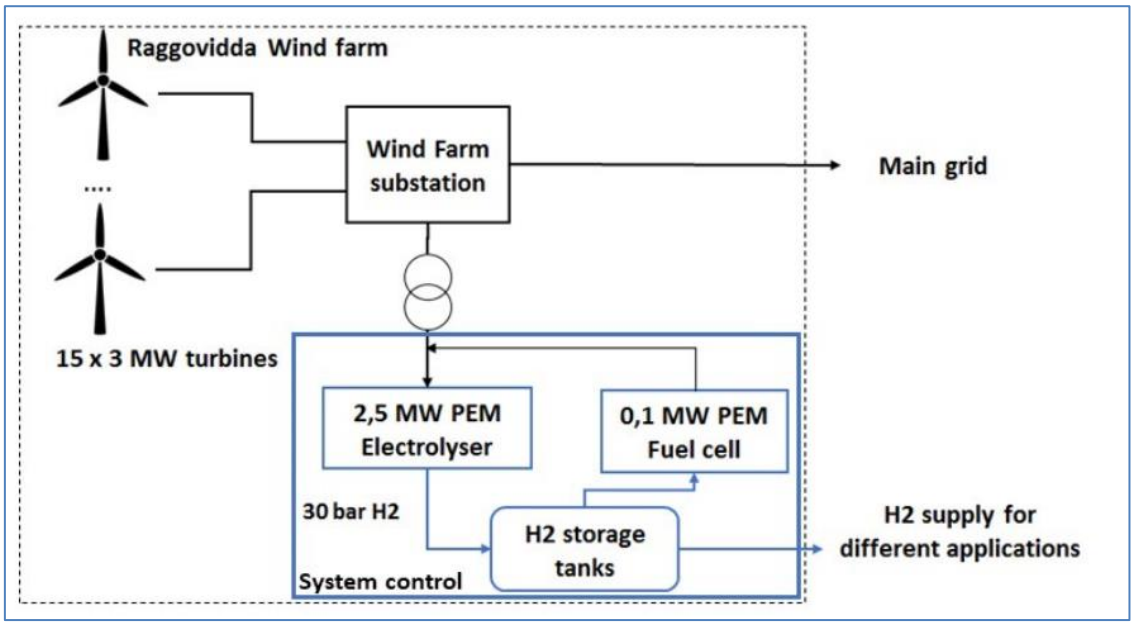


図 115　Haelus 概念図

・実証場所は、ノルウェー最北端の Varange 半島　BERLEVAG、

<プロジェクト関係者>

SIntef、Varanger の関連企業、ブルゴーニュ大、 NEL Hydrogen AS, KES Knowledge Environment Security、 Hydrogenics、サンニオ大、École Nationale Supérieure de Mécanique et des Microtechniques、ベルフォールモンペリアール工科大学、Fundacion Tecnalia Research & Innovation, フランシュコンテ大

<進捗状況>

・プラント設置、試運転完了、実証運転開始。

・電解 CAPEX:2M€/tpd、エネルギー消費:52kwh/kg、劣化率:2%/year

5)MegaSyn

再生可能電力、廃棄 CO_2、水から SOEC を用いて合成ガスを製造。オーストリアのシュヴェヒャト製油所での実証、 1MW 共電解。

<目標> 劣化率 17mohm.cm2/1000hr、運転時間 12,000 時間

<プロジェクト関係者>

デンマーク工科大学、OMV、Paul Wurth、Sunfire、グラーツ工科大学

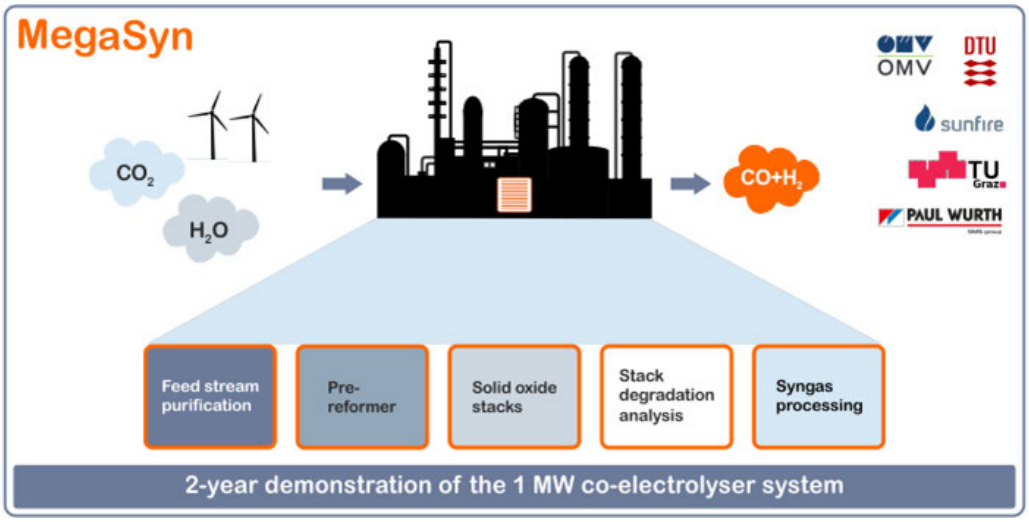


図 116　MegaSyn 概念図

〈進捗状況〉

・共電解　Sunfire 単セル試験 2,000hr 成功、

・劣化率 80mohm.cm2/1000hr

6)MultiPLHY

ロッテルダムの NESTE バイオリファイナリーに高温電解（ＳＯＥＣ）を設置して水素製造し、精製に用いる。

＜目標＞　電力消費 85kWh/kg、製造能力低下＜1.2%/1,000 時間

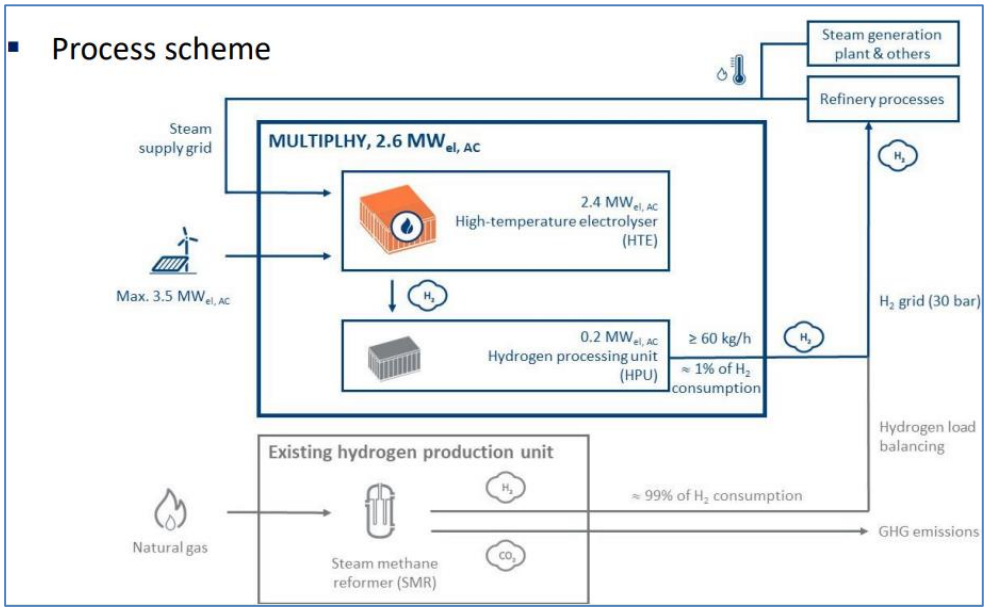


図 117　MultiPLHY 概念図

〈プロジェクト関係者〉
原子力および代替エネルギー委員会(仏)、NESTE、Engie、Paul Wurth、Sunfire

〈進捗状況〉
　実証スタックの耐久性 7,000 時間を検証、水素製造減なし、目標達成。
CAPEX 低減のための次世代 THE を開発。

7)OYSTER
　洋上風力と組み合わせた洋上電気分解実証。設置場所は Grimsby に決定。
〈目標〉設置面積 20m2/MW、メンテナンスコスト 28€(kg/year)、CAPEX 950€(kg/day)、500€/kw、エネルギー消費 51.6kwh/kg

〈プロジェクト関係者〉
Element Energy、Orsted Wind Power、ITM Power、Siemens

〈進捗状況〉
水処理設備設計完了、シミュレーションモデル完成、実証サイト決定 Grimsby,United Kingdom.

8)REFHYNE
　電解水素の製油所での適用可能性の評価、10MW 電解設備を Shell の製油所で評価
〈目標〉効率 52kWh/kg、CAPEX2M€/(t/d)、

〈プロジェクト関係者〉
Sintef、Shell、Sphere Solutions、ITM Power、Element Energy、

〈進捗状況〉
10MW PEM 電解設備建設、法規制認可完了。運転中。

図 118　Shell ラインランド製油所に設置された 10MW PEM 電解設備

(2)パイプライン関連

パイプライン関連 PJ をピックアップして紹介する。いずれも既存 PL への水素混合を対象とした PJ としてスタートしたが、HIGGS は 100%もスコープに入っている。

一方、CHJU 外ではあるが、「The European Hydrogen Backbone（EHB）initiative」では、水素パイプライン構想が積極的に打ち出されている。

表 94　パイプライン関連 PJ

略称	名称(原題)	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	製品	用途	研究目的
HIGGS	HYDROGEN IN GAS GRIDS: A SYSTEMATIC VALIDATION APPROACH AT VARIOUS ADMIXTURE LEVELS INTO HIGH-PRESSURE GRIDS	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 2,107,673	€ 2,107,673	パイプライン	水素供給	システム開発
THyGA	TESTING HYDROGEN ADMIXTURE FOR GAS APPLICATIONS	01/01/2020 - 31/12/2022	€ 2,468,826	€ 2,468,826	ガス機器	ガス機器向け水素混合ガスの供給	規制・標準化

1)HIGGS

天然ガスパイプラインへの水素混合についての技術指針を作成する

<目標>TRL 4-6

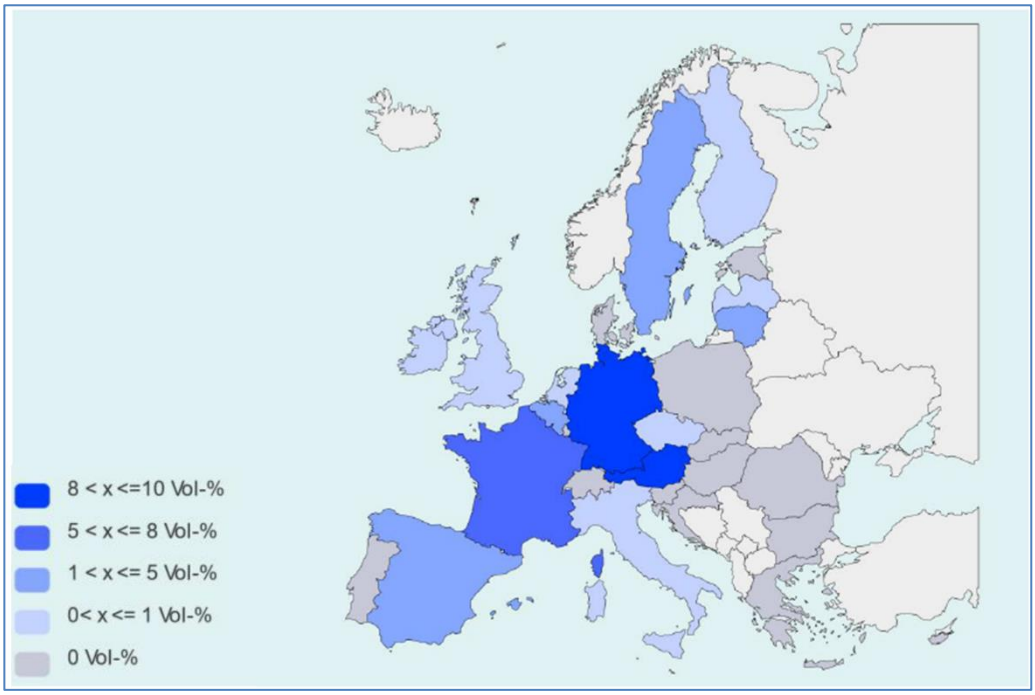


図 119　ガスへの水素混合認可割合(現状)

<プロジェクト関係者>

アラゴン水素技術開発財団、東スイス応用科学大学、Redexis Gas、 European Research Institute for Gas and Energy Innovation、ラッパースウィル応用科学大学、ドイツガス・水道技術科学協会、Fundación Tecnalia Research & Innovation

〈進捗状況〉
・試験設備設置、試験実施、水素 20%混合。結果は、技術・経済性評価に用いる。低濃度水素分離装置を製作。
・レポート 2 報「Report on baseline, assumptions and scope for techno-economic modelling」と「Final document review on specific technical,RCS barriers, enablers and innovations」が公表されている。
Attachment_0-4.pdf (higgsproject.eu)
D2.3-Final-document-review-on-specific-technical-RCS-barriers-public-pfa.pdf (higgsproject.eu)
・「Final document」では、濃度 100%までの範囲で技術や規制に対する検討結果がレポートされているが、CHJU の Approve はペンディングのままになっている。

2) THyga
既存のガス器具を前提に、天然ガスに混合できる水素の量を調査、EU のガス消費量の 40% 以上を占める家庭用および商業用ガス機器（暖房、給湯、調理、ケータリング）を中心に、エンドユーザーの視点に焦点。
〈目標〉100 用途を調査

〈プロジェクト関係者〉
ENGIE、ダンスクガス技術センター、BDR、Gerg-Le Groupe 欧州ガス研究所、Gas.Be、エッセンガス熱研究所、DVGW(ドイツガス・水協会)、Electrolux Italia SpA、原子力・代替エネルギー委員会(仏)

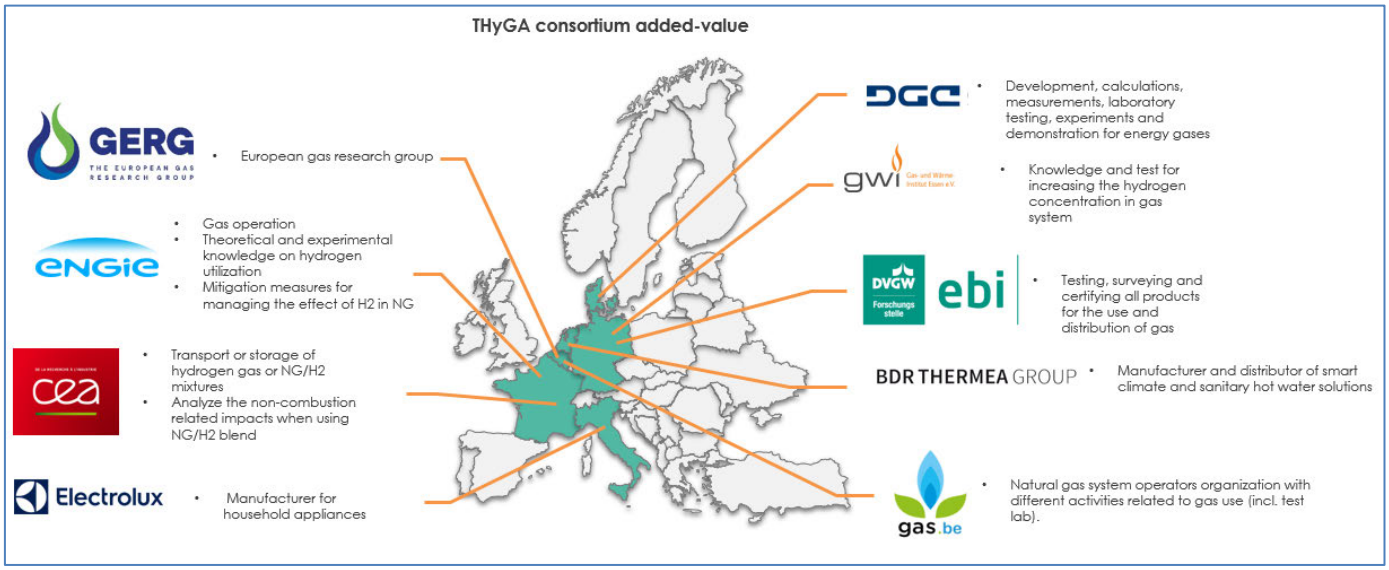


図 120 THyGa プロジェクト関係者

〈進捗状況〉

・6WP(Working Package)に分担して運営。

WP1:プロジェクトマネジメント

WP2:ガス利用技術の調査、他の WP のための知識ベースを構築。

WP3:実験作業、最大 100 サンプルの共同試験の調整

WP4:認証と標準化

WP5:影響緩和、提言技術の検討

WP6:コミュニケーション、アウトリーチ、”Green Hydrogen”ロードマップ作成

・約 40 の用途を調査完了。

・40%水素混合で、既存の機器についての気密性試験を実施。

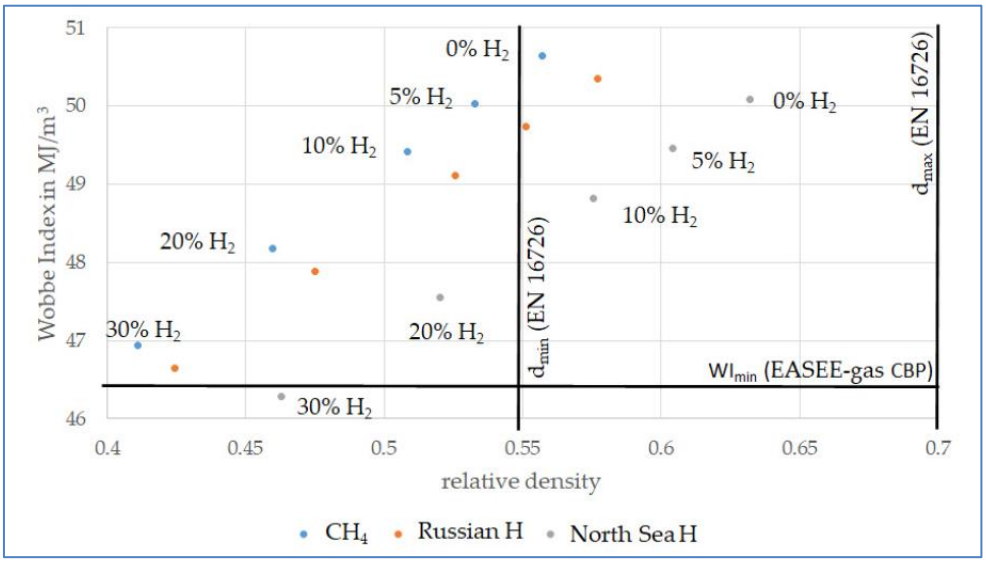


図 121　水素混合量と密度、ウォッベ指数(噴出熱量)

(3)液体キャリア関連

液体キャリア関連 PJ をピックアップして紹介する。

一般的に EU では水素輸送に対する意識はパイプラインの利用が中心、有機ハイドライド関連の取り組みは少なく、実用レベルに達しているとは言い難い。

液化水素の基準作りは行われている。

表 95　液体キャリア関連 PJ

略称	名称(原題)	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	製品	用途	研究目的
HySTOC	HYDROGEN SUPPLY AND TRANSPORTATION USING LIQUID ORGANIC HYDROGEN CARRIERS	01/01/2018 - 31/03/2022	€ 2,499,921	€ 2,499,921	水素キャリア(有機ハイドライド)	水素貯蔵・輸送	システム開発
SHERLOHCK	SUSTAINABLE AND COST-EFFICIENT CATALYST FOR HYDROGEN AND ENERGY STORAGE APPLICATIONS BASED ON LIQUID ORGANIC HYDROGEN CARRIERS :	2021/1-2023/12/31	€ 2,563,323	€ 2,563,323	水素分離・精製装置	水素供給	システム開発
PRESLHY	PRE-NORMATIVE RESEARCH FOR SAFE USE OF LIQUIDE HYDROGEN	01/01/2018 - 31/5/2021	€ 1,905,863	€ 1,724,277	水素ステーション	水素貯蔵・輸送 FCV向け水素供給	規制・標準化

1)HySTOC

有機ハイドライド(ジベンジルトルエン、DBT)を用いた水素供給技術の開発

〈目標〉水素純度 ISO18647-2、水添設備 336,000€/(kg/d)、水素分離設備 400,000€/(kg/d)

〈プロジェクト関係者〉
HYDROGENIOUS、HyGear、VTT 技術研究所、 Woikoski、フリードリヒアレキサンダー大学

〈進捗状況〉
・フィンランドでの実証、H2 は、プロジェクトパートナーの Woikoski によってフィンランドのコッコラで生産。水添設備は、Hydrogenious によって配置。水素キャリアは、フィンランドのエスポーにある VTT に輸送、Hygear による水素分離装置により水素が放出。
・2022 年 3 月に完了。水素吸収設備コスト 350,000€/(kg/d)--目標未達、水素分離設備コスト 380,000€/(kg/d)--目標達成、品質規格はクリア。
・ジベンジルトルエンの製造コストは 4～5€/kg とやや高いため、規模によるコストダウンの可能性も評価。

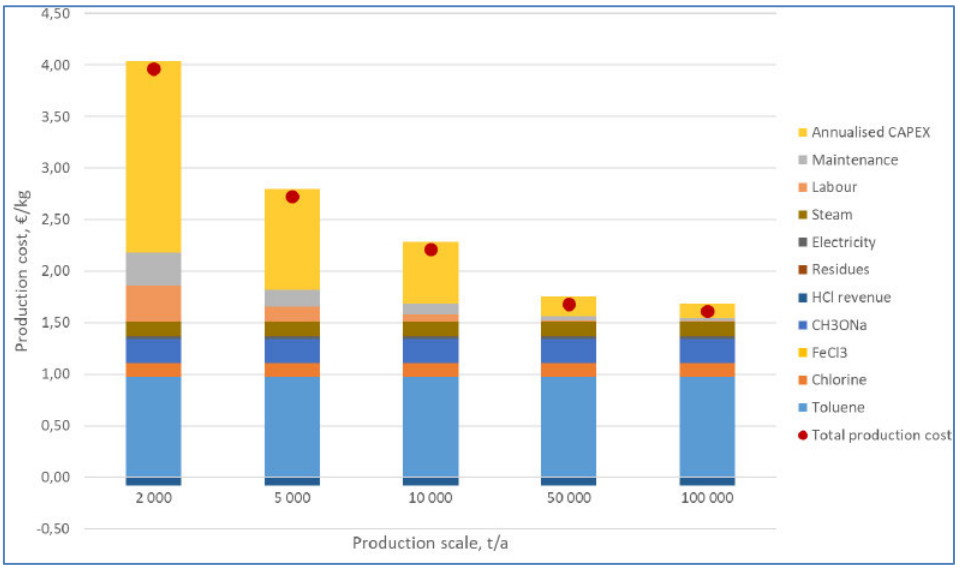


図 122 DBT の製造コスト、感度分析

2)SHERLOHCK
有機ハイドライド（水素含有最大 7wt%)からの大規模(2,300kWh/ton)水素分離システムの開発と実証(>10kw・>200h)。
〈目標〉水素分離効率 3gH_2/g 触媒/分、変換率 90%、触媒の選択性 99.8%、3€/kg

〈プロジェクト関係者〉
原子力・代替エネルギー委員会(仏)、クウェート石油技術研究所、Hydrogenious、ノースウェスタン大学、バスク大学、Evonik Operations、フリードリヒアレキサンダー大学

〈進捗状況〉
・試験プロトコルを標準化
・触媒の熱伝導性改善を中心に研究開発中。水素分離効率 1.2gH_2/g 触媒/分、変換率 85%、触媒の選択性 98%が現状(目標未達)
・触媒被毒試験や、連続運転（> 200 時間）での長期試験はまだ開始されていない。

なお、具体的な LOHC 名は示されておらず、様々な水素含有量の LOHC に対応した触媒研究

レベルに思われる。

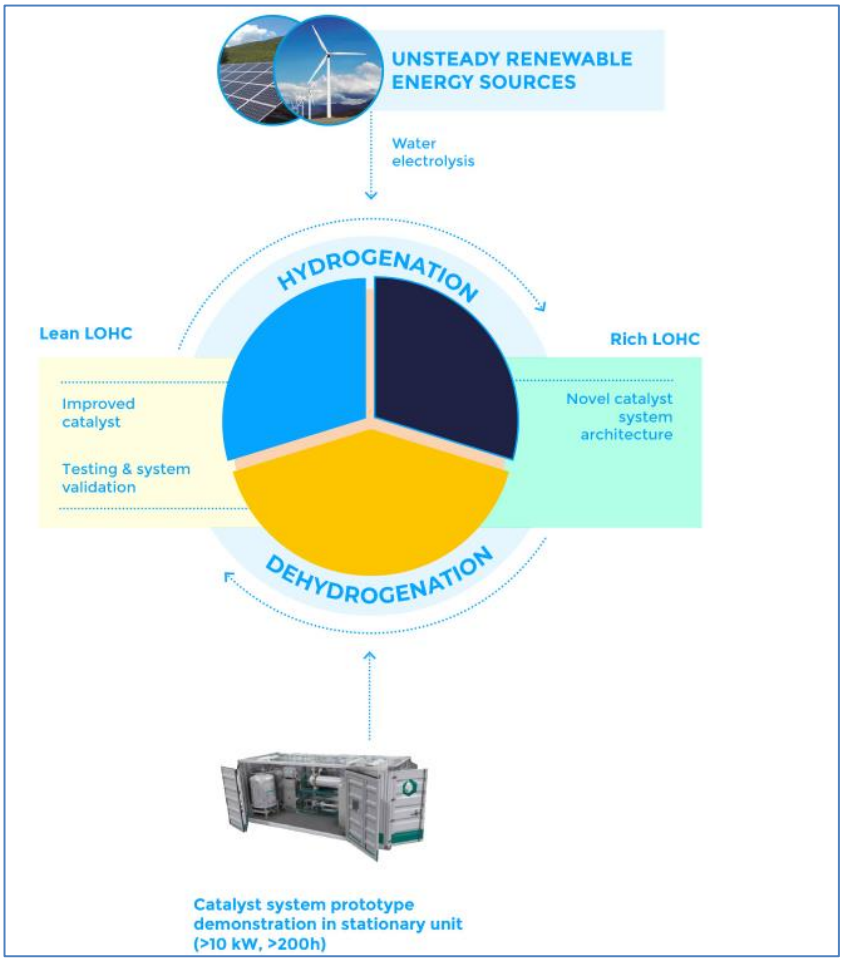


図 123　SHERLOHCK コンセプト図

3)PRESLHY

液化水素の安全な利用に関する基準の検討

〈プロジェクト関係者〉

カールスルーエ技術研究所、International Association for Hydrogen Safety、Pro-Science 科学技術サービス協会、Health and Safety Executive、アルスター大学、独立行政法人産業環境・リスク研究所、Air Liquide、ウォリック大学、デモクリトス国立科学研究センター

〈進捗状況〉

・種々の液化水素に関する安全試験を実施。ISO /TR 15916　WG29、サブタスク 2 に参画し、試験結果に基づき液水安全利用の観点から標準作成サポート。安全部分のハンドブックを作成。

・2022 年半ばまでに燃料供給プロトコルに関する実験およびシミュレーション作業を完了する予定。

・2022 年 4 月及び 5 月に、中間結果を提示する普及ワークショップ開催。 最終的な普及 WS

はプロジェクト終了後（2022 年 9 月）。

・2022 年 9 月までに給油プロトコルの概念を最終化。

・White Paper、Handbook of hydrogen safety:Chapter on LH2 safety、Novel guidelines for safe design and operation of LH2 systems and infrastructure、Recommendations for RCS(Regulations, Codes and Standards)の四報が公表されている。

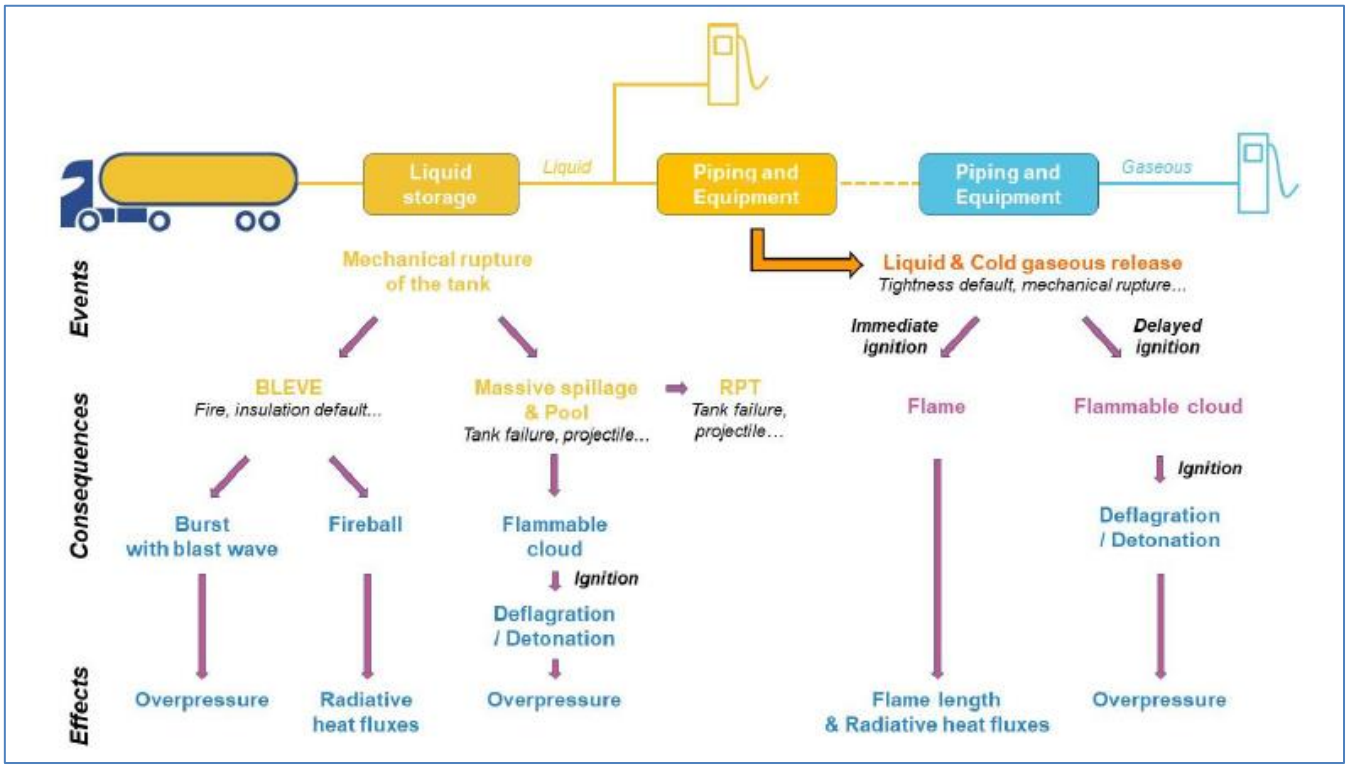


図 124　液化水素の事故分析イメージ

(4) 地産地消

地産地消関連 PJ をピックアップして紹介する。2 件が離島、全て電解である。

表 96　地産地消関連 PJ

略称	名称(原題)	期間	総予算	Clean Hydrogen JU分	製品	用途	研究目的
BIG HIT	BUILDING INNOVATIVE GREEN HYDROGEN SYSTEMS IN AN ISOLATED TERRITORY: A PILOT FOR EUROPE	01/05/2016 - 30/04/2022	€ 7,748,848	€ 5,000,000	電解装置(PEM) 水素トレーラー 水素ステーション 燃料電池車(FCV)	水素製造 水素貯蔵・輸送 FCV向け水素供給 自動車	実証試験
GREEN HYSLAND	"GREEN HYSLAND – Deployment of a H2 Ecosystem on the Island of Mallorca"	01/2021 - 12/2025	€ 20,498,255	€ 10,000,000	電解装置(PEM) 水素トレーラー 水素ステーション 燃料電池車(FCV)	地域(離島）向け水素供給	実証試験
HEAVENN	HYDROGEN ENERGY APPLICATIONS FOR VALLEY ENVIRONMENTS IN NORTHERN NETHERLANDS	01/01/2020 - 31/12/2025	€ 96,191,884	€ 20,000,000	燃料電池車 電解設備 貯蔵設備	FCV向け水素製造 水素貯蔵	実証試験

1)BIG HIT

オークニー諸島(スコットランド)での、潮力・風力発電→水素地産地消システムの開発

<目標>HRS 耐久性 10 年、水素ボイラー40kW

〈プロジェクト関係者〉

アラゴン水素技術開発財団、Calvera Maquinaria e Instalaciones、スコットランド水素&FC 協会、Shapinsay Development Trust、Community Energy Scotland、運輸・インフラ・資本プロジェクト省、オークニー諸島カウンシル、Giacomini SpA、ITM Power、欧州船舶エネルギーセンター、デンマーク工科大学

〈進捗状況〉

・5 台（250kgH2 搭載）の水素トレーラー、30kw 水素ボイラー、1MW 電解装置、5 台の FC バン(75kw)完成。オペレーション中。2022 年 6 月完了。

図 125　BIGHIT 概要イメージ

・ビジネスモデル、環境影響、社会影響等の検討レポートが公表されている。ビジネスモデルレポートの検討例を示す。輸送需要では競争力があるが、熱需要・電力代替需要では CO_2 コストをカウントしても、水素(PJ 初期の「現状」)が劣位との結果になっている。

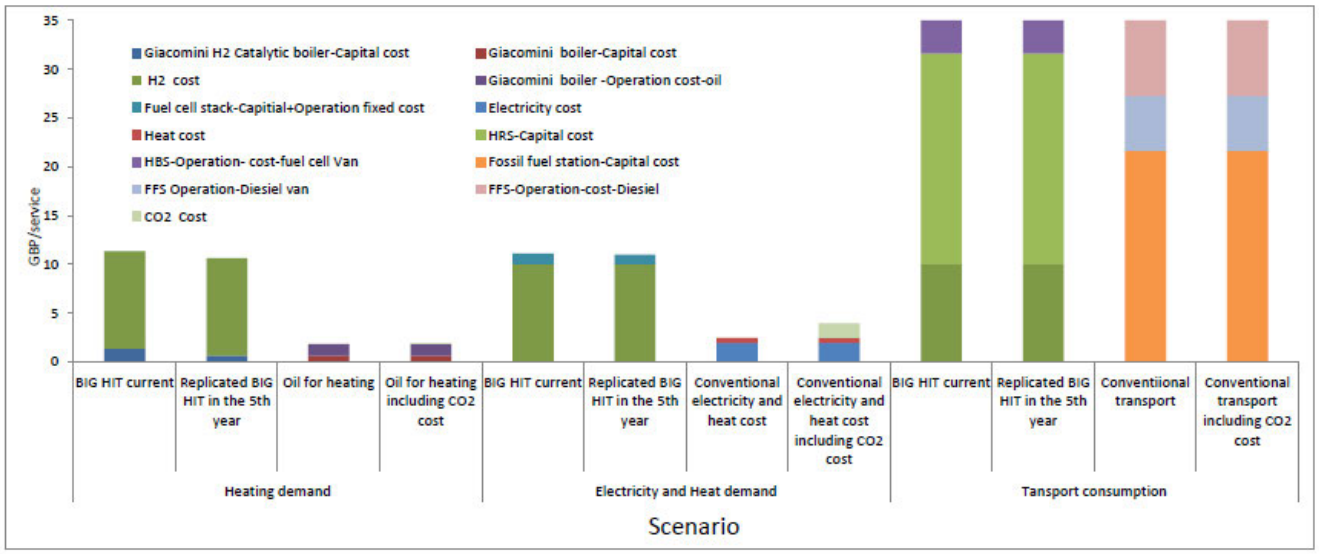


図 126　サービスコスト(水素 1kg 相当)比較

2)GREEN HYSLAND

スペインのマヨルカ島での再生可能 H2 エコシステムの展開。7.5MW 電解→FCV・バス、業務用 CHP、電力、ガスへの混合。水素需要見込み 330t 以上。

〈プロジェクト関係者〉 Enagás、Redexis Gas、Hycologne、イベリア天然・再生可能ガスモビリティ協会、チリ水素協会、バレアレスエネルギー研究所、Gemeente Ameland、Enercy、HyEnergy TransStore、Stichting New Energy、アイルランドエネルギー協同組合 Calvera Maquinaria e Instalaciones、スペイン水素協会、バレアレス諸島港湾局、バレンシア海軍技術コンサルティング SL、エーゲ海持続可能ネットワーク、マヨルカ市交通公社、国立水素技術実験センター(西)、Baleària Eurolíneas Marítimas、Acciona Generación Renovable SA、アラゴン水素技術財団、エネルギー・環境および地域欧州連合、欧州船舶エネルギーセンター、マデイラ自治地域エネルギー環境局、ラ ラグナ大学、バレアレス イレス大学、ガルウェイ島国立大学、原子力・代替エネルギー委員会(仏)

〈進捗状況〉

・2.5MW 電解設備設置完了。6PJ サイトでの概念設計完了

・電解プラントは 2022 年夏から稼働予定です。H2 バスの入札は 2021 年 12 月に開始、2022 年 3 月に落札。

・2022 年中に、プエルト デポルティボ ナビエラ バレア、リョセタ、パルマのホテル、および 10 台の車両（レンタカーとバン）の燃料電池の購入の入札が開始され、機器導入は 2023 年 6 月、少なくとも 2 年間は運用予定。

・試験場所は 6 か所

Pilot site 1: Lloseta Green H2 plant 太陽光発電→PEM 電解による水素製造。輸送はトレーラーと、パイプラインへの水素混合。

Pilot site 2: Municipal building in Lloseta、燃料電池による CHP を設置して利用、水素トレーラーで調達。

Pilot site 3: Cas Tresorer Station ガスパイプラインに水素を注入する。まず 2%混合し、少なくとも 4%までは増量する予定。

Pilot site 4: Palma Hotel 50KW 級の燃料電池 CHP を導入

Pilot site 5: Transport applications at EMT bus depot まず 5 台の FC バス導入、次に 10 台の FCV(公共用途やレンタルリース)を導入、パルマ空港にも HRS 設置予定。

Pilot Site 6: Port of Palma 100KW 級の燃料電池 CHP を導入

3)HEAVEN

北オランダ地区での地産池消"Hydrogen Valley"モデルの構築

＜目標＞ 水素製造効率 50kwh/kg、貯蔵設備コスト 0.8€/kg、FC システムコスト 60€kwh

〈プロジェクト関係者〉 Stichting New Energy、Shell、Total、Gemeente Hoogeveen、アイルランドエネルギー協同組合、オランダ水路協同組合、UVO Vervoer BV、Lenten Scheepvaart、Bytesnet Groningen、EWE Gasspeicher、Enercy、Green Planet Real Estate、Emmtec Services、Gemeente Emmen、HyEnergy TransStore、H2Tec、フローニンゲン市、フローニ

ンゲン港、Engie、HyEnergy、欧州ガス・エネルギー イノベーション研究所、PitPoint、Qbuzz、オランダ石油会社 BV、Cemtec Fonden、オランダ北部連携共同体、Logan Energy、Hinicio、Stichting Energy Valley、Nobian Industrial Chemicals、アラゴン水素技術財団、オランダガス組合、欧州船舶エネルギーセンター、フローニンゲン大学

〈進捗状況〉

塩洞窟貯蔵の設計・建設契約、デルフザイル － ロッテルダム ルートでの塩の内部輸送用の H2 動力船の配備に関する長期契約を締結。船舶設計と水素動力システムの設計を開始。

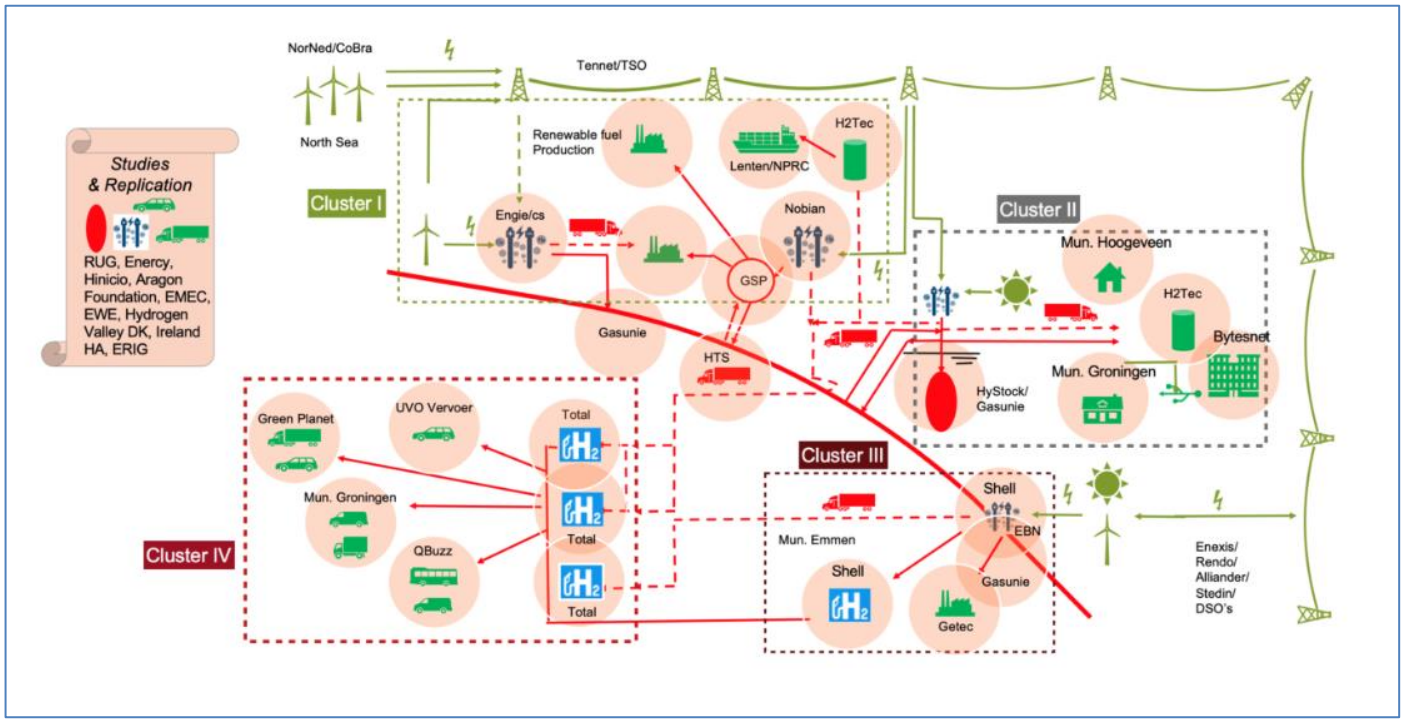


図 127　HEAVENN コンセプト図

4.3 米国における技術開発、プロジェクトの進捗状況調査

大規模水素サプライチェーン構築に向けた検討材料として、米国におけるサプライチェーンに係る技術開発、実証プロジェクトの動向を調査し、方向性を考察した

調査にあたっては、2022 年 6 月に開催された DOE Annual Merit Review and Peer Evaluation での報告資料をベースに米国での水素に係る技術開発・実証 PJ 動向を概観し、内、サプライチェーンに係る主要トピックスを抽出して、整理した。

4.3.1 米国における技術開発・PJ 概要

DOE　OFFICE of ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY、Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office は水素関連の技術開発・実証 PJ を実施している。

Annual Merit Review and Peer Evaluation は、例年 5 月～6 月ごろに開催され、成果のプレゼン、関係者(企業、他省庁、州)との情報交換しディスカッションが行われる。

今年度の報告、プレゼン一覧を表に、DOE が直接所管するテーマの分野別テーマ数内訳を下図に示す[107]。

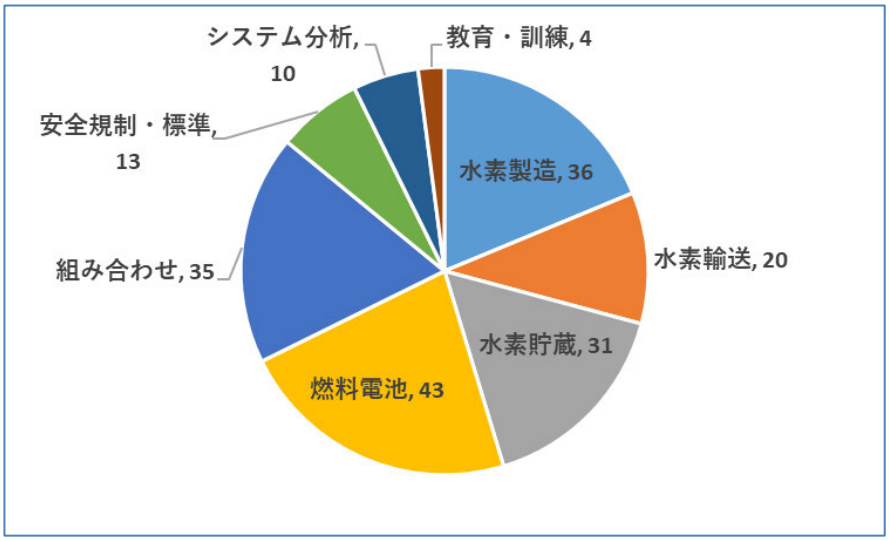


図 128　DOE 水素関連 PJ 分野別テーマ数内訳

サプライチェーン課題解決の検討材料として、水素製造、水素輸送、水素貯蔵、組み合わせ、システム分析分野の傾向を分析し、実装に近い PJ の概要を紹介する。

[107] Annual Merit Review Presentation Database : DOE Hydrogen Program (energy.gov) https://www hydrogen.energy.gov/amr-presentation-database.html

表 97　米国プロジェクト一覧(DOE)①

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
1	総括報告 Plenay Session	AMR Awards Ceremony	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	総括報告 Plenay Session	DOE Hydrogen Program Panel Discussion	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	総括報告 Plenay Session	DOE Hydrogen Program Update	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	総括報告 Plenay Session	DOE Hydrogen Shot Strategy Discussion	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	総括報告 Plenay Session	Fuel Cell Technologies Overview	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	総括報告 Plenay Session	Hydrogen Shot Industry/Lab Collaboration and Innovation Panels	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	総括報告 Plenay Session	Hydrogen Technologies Overview	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	総括報告 Plenay Session	Systems Analysis Overview	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	総括報告 Plenay Session	Technology Acceleration Overview	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	総括報告 Plenay Session	Welcome and Annual Merit Review Introduction	U.S. Department of Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Electrolyzer/Bioreactor Integration (EBI)	National Renewable Energy Laboratory	2020/10/1 -2023/3/31	$1,400,000	$700,000	$223,000		NREL SoCalGas Electrochaea GmbH University of Chicago	バイオリアクターによるメタネーション <目標>電解設備:CAPEX　5～10%削減、効率+3-5%、 メタネーション:製造速度+10-20%	20Lのバイオリアクターと、50kW電解設備のシステムデザイン、安全性確認。 シカゴ大学と、水分除去方法の共同検討	メタネーション バイオリアクター 電気分解
12	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	HydroGEN Overview: A Consortium on Advanced Water Splitting Materials	National Renewable Energy Laboratory	2016/6-			$43,800,000		NREL LBNL INL SNL LLNL	電解装置材料の開発コンソーシアム <目標> 水素製造コスト<$2/kgH2	材料のベーシックな研究PJ、LTE→NREL、THE→INL、PEC→LBNL、STCH→SNL、分野横断→LLNLで分担。	電気分解
13	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Proton-Conducting Solid Oxide Electrolysis Cells for Large-Scale Hydrogen Production at Intermediate Temperatures	University of Connecticut	10/1/2017– 9/30/2022	$1,250,000	$1,000,000			University of Connecticut、PNNL	費用対効果が高く効率的な H-SOEC を開発するための新しい材料と処理技術の特定。<目標>導電率10^{-2} 焼結温度1350°C以下　厚み15-20μm以下	<達成>導電率4×10^{-2}　焼結温度1350°C　厚み20μm	電気分解 SOEC
14	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Thin-Film, Metal-Supported High-Performance and Durable Proton-Solid Oxide Electrolyzer Cell	Raytheon Technologies Research Center	10/1/2017– 9/30/2022	$1,250,000				Raytheon Technologies Research Center、ElectroChem Ventures,University of Connecticut、	薄膜、高効率で耐久性のある高温SOECの開発<目標> 1A/cm2以上@1.4V@650°C、耐久性:劣化0.4%/1000h未満、水素製造コスト$2/kgH2	多孔質金属支持体上の SPS により二重層 (H 2 電極と電解質) を作成。0.9V at500 °Cを達成。	電気分解 SOEC
15	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Benchmarking Advanced Water Splitting Technologies: Best Practices in Materials Characterization	Pacific Northwest National Laboratory	10/20/2021– 9/30/2022				$1,000,000	PNNL、Nel、Arizona State University、Caltech、H2TechConsulting	基本的な材料特性のスクリーニングから、実機デバイスまたはシステムレベルのベンチマークまで、電解材料の標準とプロトコルポートフォリオを作成。照合試験による評価計画の作成。	2022年5月にワークショップ開催。12件のプロトコルを発行、36件を評価中、40件ドラフト作成中。	電気分解 材料評価 プロトコル
16	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Intermediate Temperature Proton-Conducting Solid Oxide Electrolysis Cells with Improved Performance and Durability	West Virginia University	11/2018– 3/2023			$3,129,713		West Virginia University、Colorado School of Mines、NREL、INL、SNL	800°C 以上の動作温度での SOEC の劣化問題解決と、600°C の低い動作温度での ITH-SOEC 開発。 <目標>> 1.0 A/cm2at 1.4 V/cell、～600°C稼働での劣化<10 mV/1000 hr。	<達成>> 1.0 A/cm2at 1.4 V/cell、600°C稼働での劣化10 mV/1000 hr、ASR <0.35Ω cm2	電気分解 H-SOEC 劣化抑制
17	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Development of Durable Materials for Cost Effective Advanced Water Splitting Utilizing All Ceramic Solid Oxide Electrolyzer Stack Technology	Saint-Gobain	10/1/2018– 12/31/2022	$1,200,000				Saint Gobain、 Boston University、PNNL	SOEC 動作中の空気電極剥離の問題を解決するためのニッケルベースの材料開発 <目標>ASR 0,3ohm cm2以下、1A/cm2at1.4V以上、劣化率0.3%/1000hr以下	電極の微細構造の最適化完了。5ミクロンで均一なバリア層生成をを実証。共焼結中に緻密なバリア層を生成するようⅡ焼結法を最適化。	SOEC 材料 劣化抑制
18	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	BioHydrogen (BioH2) Consortium to Advance Fermentative Hydrogen Production	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2018–			$39,500,000	$675,000	NREL、LBNL、ANL、PNNL、	リグノセルロースを H2 に変換する微生物発酵技術を開発し、微生物電解セル (MEC) を統合して、 $2/kg-H2 を達成する。	H2 生成用のヘミセルロース糖であるアラビノース (5 g/L) の 86% の利用率を実証。～10 A/m2 電流密度、最大 7.78 L H2 / L生産を達成	リグノセルロース 微生物電解 MEC
19	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Binary Chloride Salts as Catalysts for Methane to Hydrogen and Graphitic Powder	C-Zero, LLC	4/2020-	$1,250,000	$9,998,787			C-Zero、UCSB	天然ガスから安価で低炭素水素を生成するスケーラブルなメタン熱分解プロセス(>1000°C、10bar以上、連続的に炭素除去)を開発。 <目標>水素選択性>90%、	連続炭素除去システム設計と実証完了、除去した炭素の成分分析により活性差を解析。	メタン 熱分解 炭素除去
20	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Extremely Durable Concrete Using Methane Decarbonization Nanofiber Co-Products with Hydrogen	University of Colorado, Boulder	5/1/2020 -4/30/2023	$1,000,000		$633,664		University of Colorado、ForgeNano、National Ready Mixed Concrete Association (NRMCA)	メタンから水素とカーボンナノファイバー(CNF)を生産する低コストCVD(chemical vapor deposition)プロセスの開発	20% を超える CH4 転換率と 5 wt% 炭素成長を実証。 L/D>10のCNF成長を達成	メタン カーボンナノファイバー 副生
21	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Scalable and Highly Efficient Microbial Electrochemical Reactor for Hydrogen Generation from Lignocellulosic Biomass and Waste	Oregon State University	1/1/2020 -12/30/2023	$1,277,145	$999,906			Oregon State University、TAM、PNNL	廃棄物から水素を生産するためのスケーラブルなハイブリッド微生物電気化学リアクター（発酵とMECを組み合わせたもの）の開発。水素2＄/kg目標	電流密度 50A/m3、生産量40L/L/日達成。7日連続で30L/L/日生産	リグノセルロース 廃棄物 微生物電気化学リアクタ

表 98　米国プロジェクト一覧(DOE)②

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
22	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	High-Performance AEM LTE with Advanced Membranes, Ionomers and PGM-Free Electrodes	Georgia Institute of Technology	1/1/2020 -4/30/2023	$1,250,000	$1,000,000			Georgia Institute of Technology、University of South Carolina、NEL、Pajarito Powder	最先端のアルカリ電解槽を膜電極アセンブリ（MEA）システムに統合し、低温電解（LTE）の DOE 目標を達成する。<目標＞1A/cm2 at1.75V、耐久性4mv/1000h未満	1000hr以上のテストで、<1.75 V, PGM-free 電解 at 500 mA/cm2、<1.75 V, PGM 電解 at 1,000 mA/cm2、耐久<40 mV/1000 hrを達成。	アルカリ電解 貴金属フリー
23	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Performance and Durability Investigation of Thin, Low Crossover Proton Exchange Membranes for Water Electrolyzers	The Chemours Company FC, LLC	3/1/2020 -7/31/2023	$1,250,000				The Chemours Company 、LANL	PEM電解用の高耐久・薄型・低クロスオーバーメンブランの開発。<目標><0.07 ohm cm2、引張強度>40MPa	GRC添加が、酸素中の水素クロスオーバー濃度低減に効果的であることを見出した。耐久性試験を開始した。	PEM電解 耐久性 クロスオーバー
24	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Pure Hydrogen Production through Precious-Metal-Free Membrane Electrolysis of Dirty Water	University of Oregon	4/1/2020 -3/31/2023	$625,000				University of Oregon、NREL、LBNL、SNL	汚水でのアルカリおよびバイポーラ膜電解槽の性能低下に関する技術的理解を深め、不純物許容システムを設計。<目標> <100mV at 1A cm-2、効率<2V at 2A cm-2、汚水での耐久性 <4mV/100h	水道水でのAEM 電解槽の性能、印加電圧 < 2.05 V で 1 A cm-2、開始から終了までの分解速度が ~2 mV/h 実証。	アルカリ電解 水道水
25	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Advanced Coatings to Enhance the Durability of SOEC Stacks	Nexceris, LLC	4/1//2020 =3/31/2023	$1,000,000				Nexceris、University of Connecticut、LBNL、INL	金属腐食とクロムの進化という重要な SOEC 劣化メカニズムに対処するための包括的なコーティング戦略を開発。<目標> 劣化<4mv/kh、適用コスト <3$/kW 電流密度 >1.0A/cm2	厳しいSOEC 条件と電流密度の下で高度な IC コーティングを調査し、当初 と比較して ASR が 25% を超える削減を実証。劣化を8倍に加速させる条件を特定。	SOEC 劣化抑制 コーティング
26	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	A Multifunctional Isostructural Bilayer Oxygen Evolution Electrode for Durable Intermediate-Temperature Electrochemical Water Splitting	University of South Carolina	4/1/2020 -3/31/2023	$1,000,000				University of South Carolina、University of Massachusetts at Lowell	高温SOECセルによる高耐久・高効率水素製造のための高活性・耐Cr酸素電極の開発。<目標>Button/Planar/Tubullar cell @ j= 0.8-1.0A/cm 2 , 700°C: ηOE <0.15V、耐久:10/8mv/kh at 1000/2000hrs	SCT20 および SCT25 二層 OE はそれぞれ、1A/cm 2 で 2khs の間、剥離の兆候なしに動作。SOEC の最適化により、700 o C での高い水分解性能が実証。	SOEC 高耐久
27	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Perovskite/Perovskite Tandem Photoelectrodes for Low-Cost Unassisted Photoelectrochemical Water Splitting	The University of Toledo	10/1/2019 =9/30/2022	$942,000				The University of Toledo、NREL、LLNL	低コスト（< 200 $/m2）、高効率（> 20%）、および高耐久（> 1,000 時間）の水電解を達成するためのペロブスカイトタンデム光電極の開発	STH 効率 17% のペロブスカイト タンデム セル駆動 PV-EC システムを実証。STH効率15%の有線ペロブスカイト/ペロブスカイトタンデム光電陰極を実証。	ペロブスカイト 光電極 水電解
28	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Highly Efficient Solar Water Splitting Using 3D/2D Hydrophobic Perovskites with Corrosion Resistant Barriers	William Marsh Rice University		$1,000,000				William Marsh Rice University、LBNL、NREL	高効率で低コストのハライド ペロブスカイト（HaP）太陽電池s、地球に豊富にある材料から作られた HER および OER 触媒と組み合わせて、HaP-PEC を実証。	耐久100時間、STH 15%のHaP-PECの実証達成。	ペロブスカイト 光電極 水電解
29	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	New High-Entropy Perovskite Oxides with Increased Reducibility and Stability for Thermochemical Hydrogen Generation	University of California, San Diego	10/1/2019 -1/31/2023	$1,250,000	$1,000,000			University of California、WVU、MSU、SNL、NREL	安定性、効率を備えた熱化学的水素生成を可能にするレドックス酸化物として、ハイエントロピーペロブスカイト酸化物（HEPO）を設計、合成、およびテスト。<目標> K >7.5×10-4 cm/s、Δδ>0.15	150種類の組成を合成して試験。（La 0.75 Sr 0.25)(Mn 0.25 Fe 0.25 Co 0.25 Al 0.25)O 3 を有望な組成として特定	ペロブスカイト 光電極 水電解
30	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	A New Paradigm for Materials Discovery and Development for Lower Temperature and Isothermal Thermochemical Hydrogen Production	University of Florida	1/1/2020 -1/1/2023	$1,249,697				University of Florida、	等温運転下での効率的な太陽熱化学水素（STH）生成のための新材料の開発と実証に向け、計算と実験を組み合わせた革新的な材料(ペロブスカイト)設計を行う。<目標>(∝η) > 7.5E10 -5	ペロブスカイト構造物10種類を有望な材料として特定。試験評価手順を確立。	ペロブスカイト 水電解 ITH
31	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW Consortium: Hydrogen from Next-Generation of Electrolyzers of Water	National Renewable Energy Laboratory and Idaho National Laboratory	10/1/2020-				$10,000,000	NREL、INL他のコンソーシアム	「H2NEW」は、コンポーネント、材料の研究開発に取り組み、コスト、耐久性、性能の目標を同時に満たす製造可能な電解槽を実現し、2025 年までに 2 ドル/kg の水素を実現する (2031 年までに 1 ドル/kg の H2 ショットの目標に向かう)。.	THE開発において、標準セルの選定、製造、コンソメンバーへの供給を実施。ラボ間の照合試験、セルのキャラクタリゼーション方法の標準化等を実施中。	電気分解 コンソーシアム LTE/THE
32	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW LTE: Durability and AST Development	Argonne National Laboratory	10/1/2020-			$5,500,000	$2,600,000	ANL NREL ORNL　LANL LBNL	「H2NEW」PJの一つ。LTE セルの耐久性とASTの開発	Cel Aging Studies、Mitigation Strategies、 Ex situ Catalyst Durability、Ex situ Membrane Degradation、Accelerated Stress Test Developmentのサブタスクを設定して検討中	電気分解 LTE 耐久性
33	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW LTE: Benchmarking and Performance	Lawrence Berkeley National Laboratory	10/1/2020-				$1,750,000	LBNL NREL ANL LANL ORNL LBNL NIST	「H2NEW」PJの一つ。LTE の性能、ベンチマーキング	Performance benchmarking, baselining, validation、Cell performance testing in support of electrode development、Ex-situstudies focused on performance factors、Cell-level model developmentのサブタスク	電気分解 LTE ベンチマーク
34	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW LTE: Manufacturing, Scale-Up, and Integration	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2020-				$1,750,000	LBNL NREL ORNL ANL LBNL CSM UCI CMU	「H2NEW」PJの一つ。LTE の製造、スケールアップ、インテグレーション	MEA fabrication, Interface engineering、Componentsのサブタスク	電気分解 LTE スケールアップ
35	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW LTE: System and Techno-Economic Analysis—Hydrogen from Next-Generation Electrolyzers	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2020-				$400,000	NREL ANL	「H2NEW」PJの一つ。LTE のシステム分析	分析実施中。圧力、温度、メンブレンが検討のポイント。電力価格は、使用と供給の両方の立場にあることからトレードオフを生じる。	電気分解 LTE システム分析
36	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW HTE: Durability and AST Development	Pacific Northwest National Laboratory	10/1/2020-				$2,100,000	PNNL INL LBNL LLNL NREL NETL	「H2NEW」PJの一つ。HTE の耐久性 DOEのHTE目標は2025年　CAPEX 100$/kW、効率LHV 98% at 1.5A/cm2、耐久60,000時間	コンソーシアム ラボでの機能の活用は順調に進んでおり、初期の運用を開始。評価プロトコル、劣化加速試験方法の標準化、	電気分解 HTE 耐久性
37	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW HTE: Cell Characterization	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2020-					NREL INL PNNL LBL	「H2NEW」PJの一つ。HTE セルのキャラクタリゼーション	XRD、μ-XAS、SEM分析を実施中。	電気分解 HTE キャラクタリゼーション

表 99　米国プロジェクト一覧(DOE)③

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
38	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	H2NEW HTE: Multiscale Degradation Modeling	Lawrence Livermore National Laboratory	10/1/2020 -9/30/2025			$300,000	$150,000	LLNL NETL NREL PNNL INL	「H2NEW」PJの一つ。THEの耐久性	AST(Accelated Stress Testing)の選定、標準化。評価ワークフローの設定、標準化を実施中。	電気分解 THE 耐久性評価
39	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Advanced Manufacturing Processes for Gigawatt-Scale Proton Exchange Membrane Water Electrolyzer Oxygen Evolution Reaction Catalysts and Electrodes	3M Company	1/1/2021 -3/30/2024	$6,069,000		$2,144,000		3M Ginar PlugPower NREL ORNL	PEM電解触媒の製造プロセス開発、大規模電解へのスケールアップ<目標> 電解触媒生産能力3.75GW/年、セル1.725V at 2A/cm2、スタック7.6W/cm2他	触媒/電極製造プロセス検討中、全体の3/5を完了。 Irローディング目標0.20mg/cn２、4.5A/cm2での耐久性目標達成。	PEM電気分解 スケールアップ 製造プロセス
40	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Enabling Low Cost PEM Electrolysis at Scale Through Optimization of Transport Components and Electrode Interfaces	Nel Hydrogen	10/1/2020 -9/30/2023	$5,500,000		$601,000		Nel NREL ORNL DeNora UCI	PEM電解槽に用いるPTL(porous transport layer)の開発と最適化により、電解のスケルアップにつなげる。層の厚さの最適化、2Vまで安定稼働できるコーティングの開発等。	最終的なPTL/MPL(microporous layer)構成を定義するためのフレームワークを構築。PTL/MPL サンプルの製造・テスト成功、1000時間安定稼働、構造の最適化を検討。	PEM電気分解 PTL
41	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Integrated Membrane Anode Assembly and Scale-Up	Plug Power Inc.	4/1/2021 -7/31/2024	$5,740,000	$4,590,000			Plug Power University of Tennessee CSM ORNL NREL	PEM 電解槽スタックの２つの最も高価なコンポーネント(膜電極アセンブリと陽極支持構造) のコストと製造時間の削減。<目標>スタック効率LHV78%、システム効率LHV75%、水素2＄/kg at 電力0.031＄/kWh	IMAA(Integrated Membrane Anode Assembly)界面増強と多相輸送のモデル開発完了。開発中のSPASS(single-piece anode support structure)水圧降下、熱、および電気伝導特性を実証	PEM電気分解 スケールアップ
42	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Low-Cost Manufacturing of High Temperature Electrolysis Stacks	Nextech Materials, Ltd.	4/1/2022 -3/31/2022	$4,166,575	$3,333,260			Nextech INL SAI Xigent Edison Welding	HTEスタック製造コスト100＄/kW以下を目指した製造技術の開発。セル1.285V/cell 1.0A/cm2 劣化10μV/1000hrs	2022年4月開始	電気分解 HTE 製造コスト
43	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Automation of Solid Oxyde Electrolyzer Cell (SOEC) and Stack Assembly	Cummins Inc.	5/1/2022 -4/30/2024	$7,200,000	$5,000,000			Cummins	SOEC電解スタック製造のオートメーション化、大量生産システムの開発。SOEC60kW級、労度85%削減目標。	2022年5月開始	電気分解 SOEC 大量生産
44	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Novel Microbial Electrolysis Cell Design for Efficient Hydrogen Generation from Wastewaters	Pennsylvania State University	9/1/2021 -9/30/2024	$1,200,000	$1,000,000			Pennsylvania State University NREL Island Water Technologies	廃棄物から水素を製造する、AEM(anion exchange membrane)を用いたベンチ スケール MEC (Microbial Electrolysis Cell、100 cm２) を開発。	高効率のPt/Cカソード試作とAEMーの組付け完了。セルロース処理の完了。	AEM 廃棄物 セルロース
45	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Novel Microbial Electrolysis System for Conversion of Biowastes into Low-Cost Renewable Hydrogen	Southern Company Services, Inc.	7/1/2022 -1/31/2025	$1,485,573	$997,897			Southern Company Service、ElectroActiveTechnologies、T2M Global、ERM	食品、有機廃棄物からの水素製造システムの開発。MEC=Microbial Electrolysis System。	2022年7月開始	MEC バイオマス 廃棄物
46	水素製造技術 Hydrogen Technologies-Production	Hydrogen Production Cost and Performance Analysis	Strategic Analysis, Inc.	10/1/2021 -9/30/2024	$775,000	$775,000	$121,000		NREL INL 電解メーカー4社	様々な水素生産経路の技術・経済性分析を行い、水素生産コストを評価し。技術改善が必要な分野をDOEにリコメンドする。	アルカリ電解、AEM電解について評価実施。アルカリ電解現状コスト2.41＄/kg(電力0.03＄/kwh)、将来1.79＄/kg(電力0.03＄/kwh)。	水素生産コスト 電気分解
47	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	H2@Scale CRADA: CA Research Consort. (Ref. Station, Fueling Perf. Test Device, Station Cap Model)	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2021 -9/31/2023	$1,171,000	$1,056,000	$91,115		NREL SNL ANL 加州GO-Biz CARB CEC SCAQMD	重量車向け水素ステーションの開発改良。HRSのデザイン、リスク評価、性能試験機開発と試験。加州の知事令N-79-20の実行に反映される。	重量車向けHRSの標準仕様を作成。オンサイト電解製造と液水配送-貯蔵型の2タイプ。ディスペンサーあたり一日20台のトラック(50kg/台)想定	水素ステーション 重量車
48	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Hydrogen Blending into Natural Gas Pipelines	Sandia National Laboratories	8/2020 -3/2022	$800,000	$600,000			SNL、ANL、NREL、PNNL、Soythern Company Services	ガスネットワークに水素を混合するための、重要なポイントや課題を抽出して、共有する。規格・標準、技術経済評価、LCA、ポリエチレンまたは金属パイプと水素の適合性。	Atlantic Gas and Light Company (AGLC) natural gasパイプラインで実証。規格・標準調査、既存パイプライン材質への影響は評価完了。	パイプライン 水素混合 規格
49	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Innovating Hydrogen Station: Heavy-Duty Fueling	National Renewable Energy Laboratory	8/1/2019 -9/30/2022	$2,800,000	$1,400,000	$2,800,000		NREL Air Liquide Honda Shell Toyota	重量車向け、高流速HRSの開発。10kg/分・70MPa・-40°Cで一台あたり60+kg充填	NRELの試験むHRSを改善して、最大21kg/min、平均14kg/minの充填に成功。	水素ステーション 重量車
50	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	H-Mat Overview: Metals	Sandia National Laboratories	10/2018 -9/2022	$9,200,000				SNL、PNNL、ORNL、SRNL、CSM、UCDavis、Rutgers University、Swagelock、HyPerformance Materials Testing、MIT、Univ Alabama、Univ Illinois	金属の水素による劣化メカニズムの解明と、耐性が強化された材料の開発。	高強度フェライト鋼/アルミ合金開発、損傷・亀裂の発生メカニズム解明、オーステナイト系ステンレス鋼への影響、極低温環境への適用について検討中	金属 水素影響 損傷/亀裂
51	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	H-Mat Overview: Polymers	Pacific Northwest National Laboratory	9/2018 -9/2022				$600,000	ANL SNL ORNL PNNL SRNL Swagelocl 高石工業 Burke Ind Arlanxeo Zeon TSE Chemours 九州大学	ポリマーの水素に対する耐久性向上に関する研究開発。	NBR、HNBR、FKM、EPDMのキャラクタリゼーション完了。新規開発品(Peroxide cured NBR)の評価実施中。	ポリマー ゴム 耐久性
52	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Magnetocaloric Hydrogen Liquefaction	Pacific Northwest National Laboratory	10/1/2015 -9/30/2020			$4,055,000	$75,000	PNNL AMES Lab Iowa State Univ.	既存のactive magnetic regenerative liquefiers (AMRLs)より60%高効率で20%低コストの液化技術 MAGNETOCALORIC HYDROGEN LIQUEFACTION=MCHLの開発	クエンチングを引き起こしたs/c 磁石の渦電流加熱問題を解決。MCHLのデュアル再生器アセンブリの製作を完了、等	水素液化設備 磁気
53	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	NDE Techniques for Pressure Vessels (SBIR): Detection of Micron-Scale Flaws through Nonlinear Wave Mixing	Luna Innovations Inc.	8/27/2021 -8/26/2023	$1,149,997		$368,618		Luna Labs、Innerspec Technologies、SNL、Murray State University、WireTough Cylinders	水素貯蔵容器向けの新しい音響波混合非破壊検査技術の開発。TYPE II 容器の検査技術。	500μm未満の欠陥検出を目指して、"nonlinear ultrasonic wave mixing to sense μm"開発中。使用済みタンクを用いた評価、コマーシャルシステムへのインテグレーションを実施。	水素貯蔵容器 非破壊検査
54	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Optimizing the Heisenberg Vortex Tube for Hydrogen Cooling	Washington State University	1/23/2019 -6/30/2023	$2,372,200	$1,897,800			Washington State University、 Plug Power、	Heisenberg Vortex Tube (HVT) による極低温水素システムの改良。液水ポンプ体積効率20%向上、ボイルオフ損失20%減少、等エントロピー効率31%～40%	HVT ベースの熱交換器を設計、液体水素タンク内のullage温度を下げた。 HVT はBOGを 35% 減少させる可能性がある。	液水タンク BOG

表 100　米国プロジェクト一覧(DOE)④

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
55	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Free-Piston Expander for Hydrogen Cooling	Gas Technology Institute	1/2019 -12/2022	$3,125,000	$2,500,000			Gas Technology Institute、University of Texas、ANL	プレークーラに適用するfree piston linear motor expanderの開発。<目標> 設備コスト６万ドル、プレクーラーエネルギー消費0、プレクールコスト0.2＄/kg	設計、シミュレーションは完了、実機テスト設備準備達成度90%。	プレクーラー Free-Piston Expander
56	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Heavy-Duty Compressor Development	Nel Hydrogen	8/17/2020 -9/30/2023	$2,700,000	$2,000,000			Nel Hydrogen NREL	重量車HRS向けの圧縮機開発。メンテ間隔1年-4000時間目標。充填速度4kg/min(現状機器は2kg/min MAX)。	目標が達成できる圧縮機の設計完了。事業者コスト(TCO)試算、現行品に対し30%程度削減可能見込み。	重量車 圧縮機
57	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Ultra-Cryopump for High Demand Transportation Fueling	RotoFlow	2/1/2020 -5/1/2023	$2,092,630	$1,674,100			RotoFlow、	重量車充填用のクライオポンプ(圧縮機)の開発。<目標>>400kg/hr、消費電力0.5kWh/kg	設計完了、高圧ガスケット試験、ノズル試作品製作、安全性検討実施。今後はシール性能等を検討予定	重量車 クライオポンプ
58	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Self-Healable Copolymer Composites for Extended Service Hydrogen Dispensing Hoses	Clemson University	1/1/2020 -4/30/2023	$1,250,000	$1,000,000			Clemson University、SRNL、SNL、PNNL	ディスペンサーホース用の自己修復性素材の開発。<目標>耐久性 25.000サイクル。	ポリプロピレンとアクリルベースのコポリマーによる素材「Innegra」を用いて開発。10.000サイクルの耐久性異は確認	ディスペンサーホース 自己修復性素材
59	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Microstructural Engineering and Accelerated Test Method Development to Achieve Low Cost, High Performance Solutions for Hydrogen Storage and Delivery	Colorado School of Mines	2/1/2020 -2/28/2023	$1,804,560	$1,443,648			CSM、LANL、NREL、Wire Tough、U.S.Steel、GM、H-MAT、Chevron、POSCO	水素インフラで使用する高性能、低コストな鉄鋼合金の開発。加速試験方法の開発と、微細構造設計。	6種類の合金を評価し、最良品を選定。Niの代替としてMn等の低コスト金属を検討。	金属材料 低コスト Ni代替、Mn
60	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Tailoring Carbide Dispersed Steels: A Path to Increased Strength and Hydrogen Tolerance	The University of Alabama	1/7/2020 -1/31/2023	$1,251,715	$999,870			The University of Alabama、Colorado State University	カーバイドを分散させた、新たな高強度オーステナイト鋼の開発。水素貯蔵等のHRSでの適用を想定	TMC(transition metal carbides)を均一分散させるための処理方法、界面活性剤の使用、超音波処理等を検討。経済性評価では5～10%のコスト削減が期待できるとの見積り。	金属材料 高強度 高水素耐性
61	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	ANL-H2 Delivery Technologies Analysis	Argonne National Laboratory	10/1/2005-				$250,000	ANL、U.S.Drive、Daryl Brown	水素配送の経済性を継続的に実施	今回は、重量車向け供給、パイプライン、水素ステーション、水素輸出に関する分析結果を報告	水素配送経済分析 パイプライン、輸出、重量車
62	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Tailoring Composition and Deformation Modes at the Microstructural Level for Next Generation Low-Cost High-Strength Austenitic Stainless Steels	University of Illinois Urbana-Champaign	10/1/2019 -3/31/2023	$2,502,247	$2,000,000			University of Illinois、Swagelock、Praxair/Linde、ArcelorMittal、SNLL、ORNL、ANL、九州大学	耐水素性合金の開発。hydrogen enhanced localized plasticity (HELP)技術の適用。Ni顔料の低減による低コスト化。Cu、Mn、Cの添加。Nの増量。	合金の微細構造、安定性、転位移動度、および水素相互作用に対するSROの影響を、コンピューターシミュレーションと実験を組み合わせて検討実施。	金属材料 耐水素性
63	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Reducing the Cost of Fatigue Crack Growth Testing for Storage Vessel Steels in Hydrogen Gas	Hy-Performance	3/24/2020 -2/28/2023	$770,420	$616,270			Hy-Performance、 Brian Somerday、SNL	目標: 効率的な試験設計により、Ｈ２ガス中の疲労亀裂成長率 (FCGR) 測定のコストを削減する。水素貯蔵容器の検査コストを削減。	開発した試験法により、試験時間の11-36%を削減。試験準備時間とコストを1/3に削減。	疲労亀裂試験 水素貯蔵容器
64	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	Micro-Mechanically Guided High-Throughput Alloy Design Exploration towards Metastability-Induced H Embrittlement Resistance	Massachusetts Institute of Technology	4/1/2020 -3/31/2023	$1,250,000	$1,000,000			MIT、 Harvard、ATI	hydrogen embrittlement (HE、水素脆化)耐性に優れた合金の開発。高スループットスクリーニング(HTS)技術開発	CALPHAD ベースのバルク合金スクリーニング アプローチにより積層欠陥エネルギーを評価。ナノスケール (< 500nm) の分解能で水素をマッピングするための２つの異なる方法を開発。	水素脆性 金属材料
65	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	HyBlend: Pipeline CRADA Cost and Emissions Analysis	National Renewable Energy Laboratory	10/2021 -9/2023	$15,000,000	$11,000,000			NREL、 ANL、SNL、PNNL、Air Liquide、Chevron、DNV、Enbridge、EPRI、ExxonMobil、GTI、Hawaii Gas、Hydril、National Grid、NING、ONEGAS、PRCI、SMUD、Southern Company、Stony Brook Univ.、SWRI	天然ガスパイプラインに水素を混入する際の経済・環境影響を評価するツールの開発	DOE/lab tools (H2A, HDSAM, GREET®, RODeO)を用いて評価。これまでの評価は狭い範囲にフォーカスされていたため、より一般的な評価法を構築した。水素混合の環境ーのメリットは、水素の製造過程に大きく依存する--再生可能電力の利用がポイント。合成ガスの利用が提案された。	パイプライン 水素混合 経済環境評価
66	水素輸送技術 Hydrogen Technologies-Delivery	HyBlend: Pipeline CRADA Materials R&D	Sandia National Laboratories	10/2021 -9/2023	$15,000,000	$11,000,000			同上	水素混合のパイプライン安全性への影響について、科学的な基礎情報を整理して関係者に提供する。	金属材料の微細構造と水素による劣化の関係、ポリマー材料の結晶化度、熱融着接合部と水素影響について検討、解明している。	
67	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	System Level Analysis of Hydrogen Storage Options	Argonne National Laboratory	2009/10-				$500,000	ANL,PNNL,LBNL,HMAT,TARDEC,LLNL,H2IT,Ford	大型車両用オンボード液水貯蔵/再生可能水素オフボードMCH貯蔵の物理的/材料の評価	再生可能水素のMCH貯蔵・国内輸送コスト評価、WY→CA鉄道輸送3.48＄/H2kg、TX→NYCタンカー輸送3.39＄/kgH2、TX→FLタンカー輸送3.33＄/kgH2。 重量車搭載コスト評価　高圧11.3～12.2ドル/kWh、液水7.3ドル/kWh。	液化水素 MCH 大型車両
68	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Hydrogen Storage System Modeling: Public Access, Maintenance, and Enhancements	National Renewable Energy Laboratory	2015/10/1-			$2,387,000	$260,000	NREL,SRNL,PNNL,HyMARC	メタルハイドライドによる水素貯蔵評価モデルの構築、改良。中型/大型/産業車両への適用。	NaALH2による車両への水素搭載をデザイン。水素充填ミュレーションを実施。評価モデル作成。公開。	大型車両 産業車両 水素貯蔵
69	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Overview	Sandia National Laboratories	2015/10/1-				$4,250,000	SNL,NREL,LLNL,LBNL,PNNL他	HyMARC: (水素貯蔵材料)A Consortium for Advancing Hydrogen Storage Materialsの総括報告	総括報告	水素貯蔵輸送
70	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Novel Plasticized Melt Spinning Process of PAN Fibers Based on Task-Specific Ionic Liquids	Oak Ridge National Laboratory	10/1/2017 -9/30/2020	$900,000				ORNL	現在の溶液紡糸プロセスを置き換える、不揮発性tasl specificイオン液体 (IL) に基づく新しい可塑化溶融紡糸プロセスを開発。	可塑化のためのILのダウンセレクション、ILに基づくPAN(ポリアクリロニトリル)繊維の溶融紡糸のデモンストレーション、IL生産のスケールアップのための技術経済分析を実施	PAN カーボンファイバー 紡糸技術

表 101　米国プロジェクト一覧(DOE)⑤

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
71	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC—NREL Activities	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2018-			$6,500,000	$1,150,000	NREL、NIST、H2ST2、CSM、Univ.Hawaii、Univ.Geneve、	HyMARCのNREL活動内容紹介 輸送、運搬、貯蔵用の新しい材料を開発。 IPのデータハブ	水素及びメタンの吸着/放出メカニズム、水素の貯蔵容量とisosteric heatのベストプラクティス等を検討。マグネシウム化合物Mg(BH4)2、Cu-Loaded COFs、	水素貯蔵材料 メタン貯蔵 ホウ化マグネシウム
72	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC—PNNL Activities	Pacific Northwest National Laboratory	10/1/2018-			$5,750,000	$650,000	PNNL、NREL、SNL、LBNL、LLNL、Univ.Hawaii、Korean Institute of S&T、Univ.Geneve	HyMARCのPNNL活動内容紹介 固体/液体キャリアの用途別の利点検討、アプリケーションを満たす物理的特性の検討、システムのフットプリント、放出速度要求を満たす触媒の探索。	ギ酸/重炭酸水溶液中の水素放出とは吸着のサイクル実証。エタノール/酢酸エチルサイクルのエネルギー効率を88% に改善。Mg(BH 4) 2 からの水素放出特性を解析	水素キャリア ホウ化マグネシウム ギ酸/重炭酸 エタノール/酢酸エチル
73	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC—LLNL Activities	Lawrence Livermore National Laboratory	10/1/2018 -9/30/2022				$700,000	LLNL、SNL、NREL、PNNL、LBNL	HyMARCのLLNL活動内容紹介 固体貯蔵材料の熱力学、速度論的な解析。B, N-doped rGO/Mg、BuMgBH4、Ti4-xFe2+yOz、2LiNH2/MgH2、H-Mg-B3H8-	HPCシミュレーションにより、 encapsulationの化学的、機械的、および熱的影響 MgB2 と Mg(BH4)2　分解のポイントとなるファクター等を解析	水素吸蔵材料 熱力学、速度論解析
74	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: Theory-Guided Design and Discovery of Materials for Reversible Methane and Hydrogen Storage	Northwestern University	1/2020 -1/2023	$1,125,000	$900,000			Northwestern University、NIST、NREL	機械学習技術を用いた、高性能MOF(Metal-Organic Frameworks)水素吸着材の探索。	室温での水素貯蔵のために、金属陽イオンが露出した有機金属フレームワークを使用する可能性を探っている。。H2とフレームワーク間の結合エネルギーと結合部位を予測するために、量子力学的計算を実行。	水素吸蔵材料 機械学習 MOF
75	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: Metal-Organic Frameworks Containing Frustrated Lewis Pairs for Hydrogen Storage at Ambient Temperature	University of South Florida	12/2019 -6/2023	$850,000	$680,000			University of South Florida、ANL	frustrated Lewis pairs (FLP)を組み込んだ新たな水素吸蔵MOFの開発。<目標>吸蔵重量密度5.5wt%、体積密度00.040kgH2/L	いくつかのMOFを評価。100barH2圧力で、1.5Wt%、0.012kgH2/Lを確認	水素吸蔵金属 FLP-MOF
76	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: Optimal Adsorbents for Low-Cost Storage of Natural Gas and Hydrogen: Computational Identification, Experimental Demonstration, and System-Level Projection	University of Michigan	10/10/2019 -12/31/2022	$1,150,000	$1,000,000	$700,000		University of Michigan	水素とメタンの吸蔵材料の開発、MOFs、コンピューターシミュレーション、Grand Canonical Monte Carlo (GCMC)、機械学習	7,000のMOFsをスクリーニングして、HyMARCのデータベースにアップロード。メタンの貯蔵試験も実施、0.154～0.201g/g、190～200cm3/cm3	水素吸蔵金属 メタン吸蔵金属
77	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: Methane and Hydrogen Storage with Porous Cage-Based Composite Materials	University of Delaware	11/15/2019 -5/31/2023	$1,148,000	$918,500			University of Delaware、LBNL、NIST、NREL	水素とメタンの吸蔵材料の開発、Bulk density shortcomingsによるアプローチ。	15MOFを実験的に評価、長期貯蔵の観点から10の有望なcage materialを抽出。従来よりメタン貯蔵量が50%増加、10サイクル試験もほとんどロス無。	水素吸蔵金属 メタン吸蔵金属
78	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: Uniting Theory and Experiment to Deliver Flexible MOFs for Superior Methane (NG) Storage	University of South Florida	1/2020 -9/2023	$1,000,000	$800,000			University of South Florida	水素とメタンの吸蔵材料の開発、メタン吸蔵300v/v(5-65bar、室温)で水素吸蔵も実証	メタンのオンボード貯蔵が本来の目的。設計、試作(carboxylate と pyridyl/imidazole)を完了。高圧でのメタン貯蔵試験実施中	水素吸蔵金属 メタン吸蔵金属
79	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: Heteroatom-Modified and Compacted Zeolite-Templated Carbons for Gas Storage	Montana State University	10/1/2019 -12/31/2022	$1,093,477	$874,781			Montana State University、Caltech、東北大学	ゼオライトを用いたメタン貯蔵輸送材料の開発。<目標>180v/v at 5-65bar 273K	ZTNC10 バルク密度 0.62 g mL-1を合成。メタン吸蔵184v/vを確認	メタン吸蔵材料 ゼオライト
80	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: Hydrogen Release from Concentrated Media with Reusable Catalysts	University of Southern California	10/1/2019 -5/31/2023	$1,250,000	$1,000,000			University of Southern California、LANL	ギ酸及びギ酸化合物による水素貯蔵及び輸送。<目標>流速300kg水素/hr。	最大160L/Hrを達成。CO2混入5ppm未満→目標2ppm	水素キャリア ギ酸
81	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: A Reversible Liquid Hydrogen Carrier System Based on Ammonium Formate and Captured CO2	Washington State University	2/12/2020 -1/31/2024			$427,720		Washington State University、8Rivers Capital、PNNL、LLNL、NREL、LBNL	Pdベースのheterogeneous触媒によるギ酸アンモニウムへの高効率水素添加と分離の技術開発　20-80°C　1-50bar。10サイクル、90%水素維持の実証。	水素化　TOF(h-1)1477,1480、脱水素 TOF(h-1)3106～14275を確認－－目標はいずれも1000。10サイクル試験は目標達成。	水素キャリア ギ酸アンモニウム
82	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC Seedling: High Capacity Step-Shaped Hydrogen Adsorption in Robust, Pore-Gating Zeolitic Imidazolate Frameworks	Colorado School of Mines	2/27/2020 -2/28/2023	$476,279	$381,023			CSM	多孔質材料(ゼオライト)を用いた水素輸送。吸脱着のエネルギー消費削減、輸送コスト削減。	80以上の候補材料を合成、内、50が評価対象。CdIF-13構造物で180bar以下、195K以上での吸着を確認、次の開発ステップに移行予定。	水素吸蔵材料 ゼオライト
83	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC: Characterization of Hydrogen Storage Materials at ORNL's Spallation Neutron Source	Oak Ridge National Laboratory						ORNL、SNL	Spallation Neutron Sourceによる水素吸蔵材の分析	MFU-4、ZIF-7、Kubascomplex、ZTC等の水素、メタン吸蔵挙動を観察、分析	水素吸蔵材料 構造解析
84	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC—LBNL Activities	Lawrence Berkeley National Laboratory	10/1/2015 -9/30/2022			$4,135,272	$700,000	LBNL、H2ST2、NIST	水素吸蔵量の倍増　25→50g/L。 Ni2(m-dobdc)材料	5 bar/40 °C→170 bar/ 50 °C条件で25.4g/Lを実証。	水素吸蔵材料 Ni化合物
85	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC—LBNL/ALS Activities	Lawrence Berkeley National Laboratory	10/1/2018-			$2,305,000	$425	LBNL、SNL、NREL、LLNL、PNNL	Soft X-ray spectroscopy等を用いた分子ベースの観察、検討による吸蔵材の開発。	LiNH2:MgH2+0.01KH、Mg/rGO Hybrids、Mg(BH4)2|MgCl2、Li-Mg-Amide等の構造物をキャラクタリゼーション	水素吸蔵材料
86	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	HyMARC—SNL Activities	Sandia National Laboratories	10/1/2015 -9/30/2022				$610,000	SNL、H2ST2、Max-Planck、Univ. Hawaii、Nottingham Univ、Uppsala Univ	水素吸蔵がどう阻害されているか基礎的な探索を行う。エネルギー論、動力学、可逆性、容量についての共通理解を構成する。	MgB2-LiH相関、AlH2、1.2-PDO diol等について現象解析を実施。	水素吸蔵材料
87	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Development of Magnesium Borane Containing Solutions of Furans and Pyroles as Reversible Liquid Hydrogen Carriers	University of Hawaii						University of Hawaii	液体水素キャリア(LOHC)及びMg(B10H10)による水素貯蔵輸送。<目標> 75gH2/L、稼働温度180°C以下	Mg(BH4)2： Pyrrolidine系で38～58g/L-120°C～180°C、24h達成。	水素吸蔵材料 ホウ素化マグネシウム LOHC

表 102 米国プロジェクト一覧(DOE)⑥

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
88	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Hydrogen Storage Cost and Performance Analysis	Strategic Analysis, Inc.	9/30/2021 -9/29/2024	$699,964				Strategic Analysis,PNNL,ANL	水素貯蔵システムの経済性分析。2021:クラス8トラックの液水/70MPa搭載、HRSでの液水貯蔵	70MPa/Type4容器の水素30kg/60kgオンボート貯蔵システムの現状コスト見積383＄/kgH2、70%がカーボンファイバーコスト。	水素貯蔵 経済性分析 大型車両
89	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Low-Cost, High-Performance Carbon Fiber for Compressed Natural Gas Storage Tanks	University of Virginia	10/1/2022 -9/30/2027	$7,809,744	$5,847,627			University of Virginia、ORNL、SRNL、Cytec Engineered Materials 、Hexagon	低コスト CFの開発、ANSI NGV2規格に適合するCNGタンクへの適用、TypeIVタンク製造へのスケールアップ検討	東レ品T700Sに対し、CNGタンクとして35%コスト削減(14$/lb未満)可能なCFを開発。	カーボンファイバー TypeIVタンク
90	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Carbon Composite Optimization Reducing Tank Cost	Hexagon R&D	10/1/2021 -9/30/2023	$3,325,000	$2,600,000			Hexagon、Cytec、ORNL、PNNL、Newhouse Technology、Kenworth	水素、CNG製造コストの低減、低コストCFと製造技術の開発。＜目標>15$/kg以下、引っ張り強さ700ksi、引張係数35Msi	9種のポリマーを合成し、紡糸準備中。ORNLで引っ張り強さ400ksi、伸長1.2%のCFを試作。	カーボンファイバー 水素、CNGタンク
91	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Low-Cost, High-Strength Hollow Carbon Fiber for Compressed Gas Storage Tanks	University of Kentucky	10/1/2021 -9/30/2022	$1,513,653	$1,190,509			University of Kentucky、Solvey、ORNL、Steelhead、Advanced Fiber、Strategic Analysis	高強度中空CHの開発、HF紡糸、高速酸化等よる低コスト高圧容器への適用<目標>13-15$/kg	設計、中空CFの前駆体(引張強度58ksi)を作成。	中空カーボンファイバー 水素タンク
92	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Melt-Spun PAN Precursor for Cost-Effective Carbon Fibers in High Pressure Compressed Gas Tankage	Collaborative Composite Solutions Corporation	10/15/2021 -9/30/2023	$4,898,084	$2,697,522			Collaborative Composite Solutions、ORNL、Virginia Tech、JR Automation、High Energy Sales、Hexagon、Prescot Composites	溶融紡糸PANにより700ksiのCFコストを25%削減。PANの溶融紡糸は、従来と比較して、溶媒使用率/回収を削減、高速ライン、設置面積を削減する。	BASFでの初期検討により製造プロセス確立。可塑化、紡糸プロラス改善のための、機器の更なる改善が必要。Hexagon(容器)とPrescot(CF)と連携して検討取りすすめ中。	PAN カーボンファイバー 紡糸技術
93	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Cost-Optimized Structural Carbon Fiber for Hydrogen Storage Tanks	Oak Ridge National Laboratory	4/1/2021 -3/31/2024			$2,700,000	$2,000,000	ORNL、PNNL	CFのコスト削減。新規のpolyacrylonitrile (PAN)検討。＜目標> 15$/kg 引張強度700ksi 引張係数33Msi	重合高収率>60%の新規前駆体150kDaPANを新規開発。伸長10%を超える前駆体開発、酸化繊維の密度1.33g/ccを達成。	カーボンファイバー PAN前駆体
94	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	First Demonstration of a Commercial Scale LH2 Storage Tank Design for International Trade Applications	Shell	9/1/2021 -8/31/2024	$12,000,000	$6,000,000			Shell, CB&I,MCDERMOTT,GenH2,NASA,ヒューストン大学	輸出用ターミナルの液水タンク開発。20,000～100,000m3(液水1,400-7,100t)。BOG<0.1%/日、CAPEXはLNGタンクの1.5倍未満(100,000m3で1,75億ドル未満)	仕様に対応した液水タンクの概念設計完了。熱挙動の解析とモデリング、HAZID分析を実施。	液水貯蔵 輸出入ターミナル
95	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	DME as a Renewable Hydrogen Carrier: Innovative Approach to Renewable Hydrogen Production	Los Alamos National Laboratory	4/5/2022 -4/5/2023	$3,000,000	$1,500,000			LANL、Oberon Fuels、	再生可能DMEの水素キャリアとしての適用検討　25kgH2/日設計と実証	2022年4月開始	DME 水素キャリア
96	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	FueL Additives for Solid Hydrogen (FLASH) Carriers for Electric Aviation	National Renewable Energy Laboratory	5/1/2022 -4/30/2023	$500,000	$250,000			NREL、Honeywell、	「FLASH」Fuel Additives for Solid Hydrogenを用いた、水素キャリア(borohydrides)の開発。低温100°C以下駆動。UAVへの適用を想定。	2022年5月開始	水素キャリア ホウ素化合物 UAV
97	水素貯蔵技術 Hydrogen Technologies-Storage	Hydrogen Carriers for Renewable Energy Farm Application	Argonne National Laboratory	6/1/2021 -6/30/2022	$500,000				ANL LBNL PNNL	再生可能発電所での液体キャリア(DBTジベンジルトルエンとMCH)による水素貯蔵のポテンシャル調査。10MWマイクログリッドでの水素貯蔵325トン。	水素貯蔵システムによる電力コストは、産業用途9セント/kwh、住居用途では13セント/kwh	液体キャリア DBT MCH
98	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	ElectroCat 2.0 (Electrocatalysis Consortium)	Argonne National Laboratory and Los Alamos National Laboratory	10/1/2020 -9/30/2023	$3,000,000	$3,000,000			ANL、LANL、NREL、ORNL	燃料電池/電気分解　触媒開発コンソーシアム ＜燃料電池開発目標> H2-air performance of ≥ 100 mA/cm2at 0.8 V and ≥ 500 mA/cm2at 0.675 V at beginning of test (BOT) and ≥ 80 mA/cm2and ≥ 400 mA/cm2after 30,000 AST cycles (0.6 V to OCV, 3 s each, H2-air), respectively, under integral conditions for a PEMFC with a PGM-free oxygen reduction catalyst ＜電気分解開発目標> 2.5-fold increase, from 0.2 A/cm2to 0.5 A/cm2at 1.8 V and reduction in the voltage loss at a reference current density of 0.2 A/cm2from 0.2 mV/h to 0.1 mV/h with alkaline-exchange membrane electrolyzerusing a PGM-free oxygen evolution catalyst	重量車向け2025年目標 •Durability: 25,000 hour lifetime •68% peak efficiency •$80/kW fuel cell system cost •Overall Target: 2.5 kW/gPGMpower (1.07 A cm-2 current density at 0.7 V after 25,000 hour-equivalent accelerated durability test) 電気分解2025年目標 •Durability: 80,000 hour lifetime •70% efficiency at 3 A cm-2 •$100/kW •Overall Target: $2/kg H2 over 80,000 hour lifetime	燃料電池 電気分解 触媒開発
99	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY20 SBIR IIA: Multi-Functional Catalyst Support	pH Matter, LLC	5/21/2018 ~5/20/2022	$2,100,000				pH Matter、Giner、NREI、TOYOTA、	重量車PEM用メンブラン電極向けの触媒開発。白金削減。 ＜目標>1.07A/cm2 at 0.7V	白金40%、47%で目標達成。ユーザーに試作品出荷。	重量車 PEMFC 白金削減
100	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	ElectroCat: Durable Mn-Based PGM-Free Catalysts for Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells	Giner, Inc.	10/1/2017 =8/30/2021	$2,490,000	$1,990,000			GINER、GM、Univ. Pittsburgh、Univ. Baffalo	Mnベースの電極触媒の開発。E1/2>0.85、電位損失E1/2<10mv(30Lサイクル試験)	PJ終了	PEMFC 貴金属フリー
101	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	ElectroCat: Highly Active and Durable PGM-Free ORR Electrocatalysts through the Synergy of Active Sites	Pacific Northwest National Laboratory	10/1/2017 -9/30/2022	$2,223,776	$2,000,000	$1,969,328		PNNL、Washigton Univ、Univ of Maryland、Ballard、Oregon State Univ、	物理的特性評価、定量的化学分析、および理論的シミュレーションを通じて、PGM フリー触媒劣化メカニズムを特定し、開発。<目標>Current density 0.9V (O2)30、Current density 0.8V (air)150	Current density 0.9V (O2)37、Current density 0.8V (air)151を達成。 新しいラジカルスカベンジャー TaTiOx 開発、実証。	PEMFC 電極触媒 貴金属フリー
102	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	ElectroCat: Fuel Cell Membrane Electrode Assemblies with PGM-Free Nanofiber Cathodes	Vanderbilt University	3/1/2019 -5/31/2022	$1,100,043	$880,034			Vanderbilt Univ.、Pajarito Powder、	白金族金属 (PGM) を含まない酸素還元反応 (ORR) カソード触媒を備えたMEAを製造、特性評価、および評価。	Nafion/PVDF ファイバー カソード: 結合剤を疎水性にすることで、カソードの劣化を抑制。	PEMFC 電極触媒 貴金属フリー

表 103 米国プロジェクト一覧(DOE)⑦

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
103	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Cyclic Olefin Copolymer-Based Alkaline Exchange Polymers and Reinforced Membranes	Rensselaer Polytechnic Institute	6/1/2019 -10/30/2022	$1,250,000	$700,000			Rensselaer Polytechnic Institute、LANL	高効率anion exchange membranes（AEMs)の開発。低コストオレフィンモノマー(エチレン、環状オレフィン等)の利用。<目標>Hydroxide conductivity120ms/cm以上、Alkaline stability3%以下at1000時間	conductivity120ms/cm以上達成、stability2%at500時間達成。Tensile strength at break(50 °C, 50% RH)37MPa、Elongation at break(50 °C, 50% RH)103%	AEM 環状オレフィン
104	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	PILBCP-IL Composite Ionomers for High Current Density Performance	Drexel University	10/2018 -12/2021	$1,244,115	$993,735			Drexel University、Texas A&M、GM、NREL	従来の PFSA ベースのアイオノマーに代わる、重合イオン液体ブロック共重合体/イオン液体 (PILBCP/IL) 複合アイオノマーの開発 <目標>PGM量<0.125mg/cm2 Mass activity >0.44A/mgPGM	PILBCP Composite Ionomersを開発。ORR改善、HCD性能が大幅改善。 PGM量0.085mg/cm2 Mass activity >0.6A/mgPGM達成	貴金属削減
105	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Efficient Reversible Operation and Stability of Novel Solid Oxide Cells	Northwestern University	10/1/2018 -9/31/2022	$1,218,500	$913,600			Northwestern University、CSM	~ 1 A cm-2 で高い (60-90%) 往復効率の電気エネルギー貯蔵用の可逆固体酸化物電池 (ReSOC) を開発、	広面積(80cm2)のセルを試験。Ni-YSZ電極のキャラクタリゼーション。高性能PrOx-infiltrated 酸素電極を開発。	SOFC SOEC 電気貯蔵
106	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Stationary Direct Methanol Fuel Cells Using Pure Methanol	University of Kansas	10/1/2018 -3/31/2023	$1,249,449	$999,399			University of Kansas、Kansas State University、University at Buffalo、Carnegie Mellon University	定置型ダイレクトメタノール燃料電池(DMFCs)の開発	直接メタノール、50cm2のシングルセル、3mgPGM/cm2以下のMEAで、300mW/cm2を達成。	ダイレクトメタノール燃料電池
107	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Durable Fuel Cell MEA through Immobilization of Catalyst Particle and Membrane Chemical Stabilizer	General Motors, LLC	10/1/2019 -3/31/2023	$2,730,000	$2,000,000			GM、3M、Pajarito Powder、CSM、Cornell Univ.	中重量車用PEM向けのメンブランの開発 <目標>PGM0.2mgPt/cm2以下、効率65%以上、耐久性10%低下at30,000mile	Pajarito製のPt/Zr-ECS3701で、PGM loading0.25mgPt/cm2、Mass activity (MA) 0.49A/mgPGM、Performance at 0.8 V 0.22A/cm2達成。耐久性未評価	中重量車 PEM メンブラン
108	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Durable MEAs for Heavy-Duty Fuel Cell Electric Trucks	Nikola Motor Company						NIKOLA	資料欠落	資料欠落	重量車 PEM MEA
109	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Durable High Power Density Fuel Cell Cathodes for Heavy-Duty Vehicles	Carnegie Mellon University	10/1/2019 -1/31/2023	$2,500,000	$2,000,000			Carnegie Mellon University、Chemours、BALLARD	重量車用PEMFCでのcell membrane electrode assembly (MEA) cathode catalyst layer (CCL) での貴金属量の低減。<目標>0.2mg/cm2以下 25,000hr耐久	High Oxygen Permeability Ionomer (HOPI)技術を適用。Mass activity 0.48A/mgPt、Performance loss at 0.8 A/cm 2 53mv、劣化率1.3μV/ サイクル	重量車 PEM カソード MEA
110	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY19 SBIR II: Novel Fluorinated Ionomer for PEM Fuel Cells	Giner, Inc.	5/28/2019 -8/27/2021	$999,595		$999,996		Ginar、Compact Membrane Systems、Univ. Connecticut、UCI	PEMセル用のHOPI(high oxygen permeability ionomer)の開発。重量車適用を想定	ナフィオンの 2 ～10 倍の O 2 透過性を持つ HOPI の合成に成功。PDD HOPI は、Nafion よりも 2 倍低い酸素輸送抵抗を示した。	PEM 重量車 貴金属削減
111	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	High Efficiency Reversible Solid Oxide System	FuelCell Energy, Inc.	10/1/2019 -5/31/2023	$2,500,000	$2,000,000			FuelCell Energy、Versa Power Systems	70% の往復効率と 100 ドル/kWh 未満の可逆固体酸化物燃料電池 (RSOFC) を用いたエネルギー貯蔵技術の開発。	50セルのSOECを試作し、410 回200時間を超える電解/発電サイクル試験を実施。劣化率<2%/khr達成。1000サイクルモ80%以上の性能を維持。	SOFC SOEC 電気貯蔵
112	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	A Novel Stack Approach to Enable High Round Trip Efficiencies in Unitized PEM Regenerative Fuel Cells	Nel Hydrogen	4/1/2020 -12/31/2023	$2,500,000	$2,000,000			Nel、EPRI、Southern Company、LBNL、Gaia	PEMによるReversible Fuel Cell (URFC) システムの検証。50%以上の電解-発電サイクル効率。1750$/kW	システム設計完了。材料評価継続、ユースケースの精査、モデル化した機械圧縮試験実施、	PEMFC PEMEC
113	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Reversible Fuel Cell Cost Analysis	Lawrence Berkeley National Laboratory	11/1/2018 -5/30/2022			$650,000		LBL NREL Ballard	グリッド電力貯蔵システムとしてのMW級PEMリバーシブル電解/FCシステムのコスト低減ポテンシャル評価	短中期設備コスト見通し1,000$/kW、長期コスト見通し600-700$/kW(耐久>50,000時間)、500-600$/kW(耐久25,000時間)	PEM電解/FC リバーシブル
114	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Advanced Membranes for Heavy Duty Fuel Cell Trucks	Nikola Motor Company	10/1/2021 -10/1/2024	$1,281,134	$998,376	$30,348		NIKOLA、Chemours	熱的に安定なアイオノマーと固定化されたラジカルスカベンジャーを組み込んだ構造を持つ膜を開発することによって、重量車PEM用MEA耐久性を向上	初期のMEA試作、テストプロトコルを設定、初期テスト完了	重量車 PEM メンブラン
115	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Extending PFSA Membrane Durability Though Enhanced Ionomer Backbone Stability	3M Company	1/1/2021 -12/31/2023	$1,250,000	$1,000,000			3M、NREL、GM	過フッ素化膜アイオノマーの固有の化学的安定性を改善することにより、膜の寿命を延ばす。密度汎関数理論 (DFT) 分子モデリング	イソプロピルエーテル、アルケン、アリルエーテル構造を候補として検討中。サンプル試作完了。	重量車 PEM メンブラン
116	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Additive Functionalized Polymers for Extended Heavy Duty Polymer Electrolyte Membrane Lifetimes	The Lubrizol Corporation	Q2/2021 -Q3/2023	$1,250,000	$1,000,000			Lubrizol、NREL	重量車用PEM向けの高耐久メンブランの開発。<目標>>500 h OCV 耐久性、トラック走行25,000時間-1,000,000mile	50cm2サイズのPFSAメンブラン8枚以上試作完了、添加剤1～20%濃度。AST耐久試験用に５０cm２のスルホン化炭化水素膜試作。	重量車 PEM メンブラン
117	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	A Systematic Approach to Developing Durable, Conductive Membranes for Operation at 120—C	University of Tennessee - Knoxville	10/1/2020 -3/31/2024	$1,250,000	$1,000,000			University of Tennessee、ORNL、Akron Polymer Systems	大型車用PEMのための高耐久膜の開発。低コンダクタンス(高ASR)、低クロスオーバー。	初期評価用のPPO-Br作成。3種の市販ポリマーを用いた機能改良。新耐久試験（パーオキシラジカル）検証済み。	重量車 メンブラン 耐久性
118	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Cummins PEM Fuel Cell System for Heavy Duty Applications	Cummins Inc.	8/3/2021 -8/2/2024	$3,750,000	$3,000,000	$467,283		Cummins Dana W.L.Gore ANL	重量車用PEMFCシステム(>100°C稼働=ラジエターの小型化)の開発。	メンブレン、電極の材料を選定、設計も評価実施 バイポーラプレート設計、評価。1kWスタック作成、評価中	重量車 PEMFC
119	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Domestically Manufactured Fuel Cells for Heavy-Duty Applications	Plug Power Inc.	10/1/2021 -3/30/2021	$3,642,181	$2,687,181			Plug Power ANL	重負荷用途のFC開発と国内生産。目標:Class 8トラクタ用、耐久30,000時間、FCシステムコスト60$/kW、最大効率72%	評価設備の準備、MEA、バイポーラープレートデザイン、シングルセルを評価。	重量車 PEMFC

表 104 米国プロジェクト一覧(DOE)⑧

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
120	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	M2FCT: Million Mile Fuel Cell Truck Consortium	Lawrence Berkeley National Laboratory and Los Alamos National Laboratory	10/1/2020 -9/30/2025				$10,000,000	LANL、LBNL、ANL、NREL、GM、NIKOLA、Carnegie Mellon、3M 、Lubrizol、3M, Lubrizol, Nikola, UT Knoxville、Cummins、Plug Power、UCI、UCM、SUNNY Bufalo、Drexel、FIU	M2FCT: Million Mile Fuel Cell Truck Consortium 2025年目標 Durability: 25,000 hour lifetime//68% peak efficiency//$80/kW fuel cell system cost 2.5 kW/g PGM power (1.07 A/cm 2 currentdensity) at 0.7 V after 25,000 hour equivalent accelerated durability test 2030年目標 Durability: 30,000 hour lifetime//72% peak efficiency//$60/kW fuel cell system cost	・Analysis of operating conditions, performance & efficiency ・Durability ・Integration and Science of Manufacturing ・Material Developments の4分野でコンソーシアム活動実施中 millionmilefuelcelltruck.org	重量車 燃料電池 耐久性
121	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Advanced AEMFCs through Material Innovation	Los Alamos National Laboratory	8/1/2020 -1/31/2023	$1,000,000	$1,000,000			LANL、SNL、ORNL	AEMFC開発。アリール エーテルを含まないポリマー主鎖化学により、導電性と安定性を向上させる AEM を開発。水の輸送を改善し、望ましくないアイオノマーの吸着を最小限に抑える。	フッ素化ポリフルオレンイオノマー:80° C、1A/cm2(0.41mVh-1)で分解率低減 四級化ポリノルボルネオマー::1.7W/cm2、1.1A/cm2@0.65V	AEMFC MEA開発
122	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Advanced Ionomers and MEAs for Alkaline Membrane Fuel Cells (AMFCs)	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2020 -9/30/2022			$1,000,000		NREL、LBNL、CSM、3M、ORNL	Alkaline Membrane Fuel Cells (AMFCs)の開発 初期性能と耐久性にフォーカス。PEMと遜色ない性能を目指す。低PGM電極開発。効率のロバスト性向上。	PGM量0.2mg/cm2に低減、100mW/cm2 at 0,8V 250kPaを実証 50cm2サイズのセルを試作、試験。	AEMFC MEA開発
123	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY20 SBIR II: Improved Ionomers and Membranes for Fuel Cells	Tetramer Technologies, LLC	7/1/2019 -8/23/2022	$1,299,922	$1,299,922	$1,080,000		Tetramer、Plug Power、NREL	高温/高負荷)商用燃料電池用の、費用対効果が高く、高性能で、耐久性のある非 PFSA ベースのプロトン交換膜を開発。<目標>ASPR 0.02ohmcm2以下	3種のアイオノマーを選定、FCスタックに組み込んで試験。シングルセルでは既存FCを上回る性能、目標もクリア	PEMFC メンブラン アイオノマー
124	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Low-Cost Corrosion-Resistant Coated Aluminum Bipolar Plates by Elevated Temperature Formation and Diffusion Bonding	Raytheon Technologies Research Center	12/1/2021 -11/30/2024	$1,565,000	$1,252,000	$75,000		Raytheon Technologies、PNNL、TreadStone Technologies	PEMバイポーラプレートとして使用する耐食性コーティングアルミニウムを製造するためのコーティングプロセスの開発	契約締結。初期試験用のTEA設計完了。	PEMFC バイポーラプレート コーティング
125	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Development and Manufacturing for Precious Metal Free Metal Bipolar Plate Coatings for PEM Fuel Cells	Treadstone Technologies, Inc.	9/17/2021 -9/30/2023	$1,769,112	$1,415,162	$286,842		Treadstone Technologies、LANL、PNNL、Univ. Tenn.、Austin Power	DOE の 5kW 未満のコスト目標を達成するために、PEM バイポーラ プレートの製造コストをコーティング技術により削減。重量車想定、耐久性25,000hrs	Ti-Nb または Ti-Ta 合金で金属基板をコーティングし、ドープされた TiOx 表面層を成長させる手法を試験、検証中。	PEMFC バイポーラプレート コーティング
126	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Fully Unitized Fuel Cell Manufactured by a Continuous Process	Plug Power Inc.	2/1/2022 -1/31/2025	$2,300,000	$1,800,000			Plug Power、Univ.TN、ORNL	連続的なロールツーロール プロセスによる重量車向けの PEMFC バイポーラ プレート (BPP) 製造。<目標>5$/kW、耐久25000時間、プレート重量0.18kg/kw	ロールツーロール製造工程構築。炭素繊維拡散層にガス流路を備えた平らな金属箔のセパレーターを設計。従来以上の性能を確認	バイポーラプレート 製造方法 重量車
127	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Development of Low Cost, Thin Flexible Graphite Bipolar Plates for Heavy Duty Fuel Cell Applications	NeoGraf Solutions, LLC	準備中	$2,053,946	$1,643,157			NeoGraf Solutions、Ballard、Strategic Analysis、Norley Carbon & Graphite	次世代の薄型のバイポーラ プレート アセンブリ (BPA) グラファイトの開発により、大型燃料電池用途のコストを約 90% 削減。システムコスト目標80 $ /kW	2022年末に開始予定	バイポーラプレート グラファイト 重量車
128	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Fuel Cell Bipolar Plate Technology Development for Heavy Duty Applications	General Motors, LLC	1/1/2022 -3/31/2025	$2,772,042	$1,998,642			GM、Penn State University、Northern Illinois University	DOE 2030 目標を達成するための双極板 (BPP) 製造ソリューションを開発。重量車想定。ステンレス鋼の成形性、高速レーザー溶接品質、および導電性コーティングの耐久性等の検討	2022年1月開始予定、ただし3か月遅れ	バイポーラプレート 製造方法 重量車
129	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Foil Bearing Supported Compressor-Expander	R&D Dynamics Corporation						資料欠落			
130	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	High Efficiency and Transient Air Systems for Affordable Load-Following Heavy-Duty Truck Fuel Cells	Eaton Corporation	準備中	$3,690,000	$2,000,000			Eaton、Ballard、NREL	効率的で応答性の高いエアシステムを開発する。高速道路の商用車用FC。エネルギー回収率の向上、インバーター技術等によりエアシステムの消費エネルギー50%削減目標	2022年4月開始	重量車 FCシステム エアシステム
131	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Durable and Efficient Centrifugal Compressor-Based Filtered Air Management System and Optimized BOP	Mahle Powertrain, LLC	5/30/2022 -8/30/2024	$2,240,672	$1,760,000			MAHLE Powertrain、BMTS、ORNL、GM、SoCalGas、Adaptive Energy	ヘビーデューティ (HD) 燃料電池車の運用コストを最小限に抑えるために必要な、低コストで信頼性の高い空気管理システム コンポーネントを開発	2022年5月開始予定	重量車 FCシステム エアシステム
132	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Leveraging ICE Air System Technology for Fuel Cell System Cost Reduction	Caterpillar, Inc.	準備中	$2,500,000	$2,000,000			Caterpillar、BorgWarner Emissions,、Thermal and Turbo Systems、Ballard	低コストの 350kW (PEMFC) を可能にする高効率空気昇圧システムを研究、開発、実証。車両レベルでシミュレーション	準備中	重量車 FCシステム エアシステム
133	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	Fuel Cell Cost and Performance Analysis	Strategic Analysis, Inc.	10/01/2021 -9/30/2025	$1,260,000	$1,260,000	$88,000		NREL ANL	LDV MDV HDVのFCシステム技術経済評価モデルの構築と評価。	初期評価結果　2030年想定:LDV 45 $ /kW、MDV157$/kW、HDV107$/kW	自動車用FC コスト評価
134	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	L'Innovator Program	Advent Technologies	4/1/2021 -3/31/2023	$3,000,000	$1,200,000			Advent、LANL、BNL、NREL	次世代HT PEM MEAの開発。LANLの イオンペア HT PEM および BNL コアシェル技術からMVP (minimum viable product)を作成。重量車想定。	LANL 実証　highest PPD at 160 ° C H2/air (~ 830 mW/cm2)。窒素安定化コアシェル触媒が160°Cで性能を大幅に低下させることなく作動する可能性を示した。	PEM MEA
135	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	LANL Minority Serving Institution Program	Los Alamos National Laboratory	10/1/2021 -9/30/2025	$2,000,000		$300,000		LANL、NNSA　MSIPP、Pajarito、各大学	MSI(Minority Serving Institutes)の奨学生に対して最先端のFC研究の機会を提供する。	教育、アウトリーチ、トレーニング、採により、HFTO ポートフォリオを拡張して MSI を増やした。	FC マイノリティ
136	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY21 SBIR I: Durable High Efficiency Membrane and Electrode Assemblies for Heavy Duty Fuel Cell Vehicles	Giner, Inc.	6/28/2021 -6/27/2022	$200,000		$180,000		Ginar、Univ. Baffalo、IUPUI、	重量車向けFC開発。高活性で安定した Pt または PtCo 金属間化合物 NP と HOPI を使用して堅牢な MEA を開発し、性能と耐久性を強化。PGM < 0 3 mg/cm 2、 >600 mA/cm 2 at 0 8 V、>600 mA/ mg Pt at 0 9 V IR free	Pt (40wt.%)/Mn N C 触媒と HOPI を使用した MEA は、HDV の MEA 性能と耐久性を促進した: 150,000 AST サイクル後、0.7 V で 1.2 A/cm 2 を維持。	PEMFC MEA 重量車
137	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY21 SBIR I: Nanocoating for Increased Nafion Membrane Durability and Efficiency	Celedyne Technologies, Inc.	6/26/2021 -6/30/2022	$200,000	$200,000	$184,633		Celadyne Technologies、ANL、LANL	H2クロスオーバーを減少させるドロップイン可能なナノコーティングPFSA膜を設計し、高耐久FCシステムを可能にするプロトン交換膜を開発。重量車想定・	Ionic Conductivity　0.10s/cm、水素クロスオーバー0.3、耐久性500時間(AST)達成目指して開発中	PEMFC メンブラン 重量車

表 105 米国プロジェクト一覧(DOE) ⑨

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
138	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY21 SBIR I: Fine Gradient Electrode and Micro Porous Layer Structures for Improved Heavy Duty Fuel Cells	Pajarito Powder, LLC	6/28/2022 -3/27/2022	$200,000	$200,000			Pajarito、Advent	大型燃料電池車の DOE 目標を満たすために、触媒、微孔質層（MPL）、MPL、および膜電極アセンブリ用の材料を開発する。	2022年6月開始	PEMFC 材料開発 重量車
139	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY21 STTR I: Optimizing Liquid Free Ionomer Binders for High-Temperature Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells for Heavy Duty Vehicles	Ionomer Solutions, LLC	10/1/2021 -6/30/2022	$200,000	$200,000			Ionomer Solutions、Penn State Univ.	高温（HT）PEMFCの 120 Cでの出力密度を 120 C で改善。薄膜イオン伝導率、HOR /ORR 動力学、水素/酸素ガス透過性、および熱安定性を評価。重量車	リン酸（H 3 PO 4 ）吸収ポリカチオン ポリベンズイミダゾール（PBI）ブレンド（第四級ベンジルピリジニウム ポリスルホン）を用いたユニークなMEAを開発して評価中	PEMFC MEA 重量車
140	燃料電池技術 Fuel Cell Tchnologies	FY21 STTR I: Development of a Direct Fuel Cell for the Perhydrodibenzyltoluene / Dibenzyltoluene Fuel Pair	Energy 18H, LLC						ENERGY 18H、	Perhydrodibenzyltoluene と Dibenzyltolueneの組み合わせによるダイレクトFCの開発		水素キャリア ダイレクトFC
141	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	MEA Manufacturing R&D	National Renewable Energy Laboratory	7/2007-				$120,000	LBNL、CSM	M2FCTおよびH2NEWコンソと連携して、PEMFC、MEAおよびスタックの業界規模拡大をサポートする品質管理の理解と開発。<目標>$20/kW (2025) at 100,000 stacks/yr	電極 (IrOx & Pt/C) 負荷の光透過イメージングのデモンストレーションと検証、XRFラインスキャンと現在の高負荷制限との相関関係検討、等	PEMFC 品質管理 分析評価
142	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	In-Line Quality Control of PEM Materials	Mainstream Engineering	8/21/2020 -8/21/2022	$140,000	$70,000			Mainstream Engineering、Inomor Innovations	膜、ガス拡散を含む PEM FCプロセス全体でコストと廃棄物を削減するためのインライン品質管理ソリューション、Mantis Eye™Optical Scanner の商品化。	プロトタイプ分析器完成、オペレーターのための教育プログラムを作成	PEMFC 品質管理
143	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Maritime (Pierside Power) Fuel Cell Generator Project	Sandia National Laboratories	7/2016 -12/2022	$1,594,000				SNL、Scripps Institution of Oceanography 、Cummins、IGX	海上・港湾用FCの開発、冷凍倉庫向け。100kWPEM 、20footコンテナー水素貯蔵。	FCを試作し、港湾地区でテスト。60kW出力 “ Sproul Hookup Test Plan” を作成し、SIO(Scripps Institution of Oceanography、ユーザー)が承認。	港湾・海上用途 冷凍倉庫発電機
144	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Fuel Cell Bus Evaluations	National Renewable Energy Laboratory	9/1/2003-			$4,725,000	$150,000	NREL、各バス運行会社、バス製造者、燃料供給者	FCバスの実証とデータ収集、解析 <目標> 寿命12年/50万マイル、製造コスト60万ドル、運用コスト0.4$/マイル	2022年実績 ACトランジット10台、サンライントランジット5台、OCTA10台走行	FCバス 実証試験
145	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Fuel Cell Hybrid Electric Delivery Van	Center for Transportation and the Environment	7/17/2014 -7/31/2022	$11,264,505	$2,982,071			CARB、SCAQMD、CEC、SoCalGas、UPS、CTE、Cummins、UES、UT-CEM	配送用FCバンの製造と走行実証。16台	UPSガGardenaとOntarioで実証走行を開始。	FCバン 配送用 実証試験
146	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Innovative Advanced Hydrogen Mobile Fueler	Electricore	7/1/2016 -6/30/2023					Electricore、Air Liquide、HTEC、QAI、Manta Consulting	移動式水素ステーションの開発。充填10～20台FCV、70MPa、15kg/hr、100-200kg/8-10hrs、480V電源	コミッショニングと試験は終了し。重量車向けの実証場所を再検討中	移動式水素St 重量車
147	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	High Temperature Electrolysis Test Stand	Idaho National Laboratory	9/30/2021 -9/30/2022				$2,905,000	Integrated Energy Systems、INL、Strategic Analysis、Bloom Energy、 FuelCell Energy。OxEon、Nexceris、Xcel Energy,、Haldor Topsoe	高温電解設備の試験機開発と試験。	ブルームエナジー100kW設備の2000時間試験を実施。 FCEスタックを25kW試験機で試験	高温電解 SOEC 試験機
148	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Catalyst Layer Design, Manufacturing, and In-line Quality Control	University of Connecticut	10/1/2018 -5/31/2022	$2,500,000	$2,000,000			University of Connecticut、Proton onsite、Nel、UCONN、Mainstream Engineering	市販の MEA と比較して、10% の触媒負荷で大規模（680 cm2）膜電極アセンブリ（MEA）を直接触媒堆積、および製造するための反応性噴霧堆積技術（RSDT）の開発	大規模（680 cm 2 ）MEA で 1000 時間以上の耐久性を実証、触媒層への PGM の搭載と、SOA 商用 MEA と同等の性能を得た。	PEMFC MEA 製造技術
149	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Demonstration of Electrolyzer Operation at a Nuclear Plant to Allow for Dynamic Participation in an Organized Electricity Market and In-House Hydrogen Supply	Exelon	10/1/2019 -10/1/2023	$14,400,000				Exelon、Constellation Energy 、INL、NREL、ANL、Nel	原子力発電所での電解設備の実証、1MW級。	設計ドラフト作成、実証地域(非公表)から計画承認取得、Nel750kwスタックを用いて制御方法を調整中。	原子力発電 大規模電解
150	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Power Electronics for Electrolyzer Applications to Enable Grid Services	National Renewable Energy Laboratory	3/1/2020-				$550,000	NREL、EPC Power Corp,、NEL、 Typhoon HIL,、GE、 SunSpec	電解用パワーコンバーターの開発。 IEEE 1547, UL1741, CA Rule-21, HI Rule-14準拠	評価検討耐性確立。評価用に、SunSpec Modbus (Standard and Vendor Model) Specificationsを作成。 日立が参画検討中。	電気分解 パワーコンバーター
151	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Demonstration and Framework for H2@Scale in Texas and Beyond	Frontier Energy Inc.	10/1/2019 -1/31/2024	$11,882,947	$5,939,675			Frontier Energy、Air Liquide、CenterPoint energy、Chart 、Chevron、ConocoPhillips、Frontier Energy、Gas Technology Inst、Low-Carbon Resources Initiative、McDermott、MHI America、OneH2、ONE Gas、ONEOK、Shell、SoCalGas、TCEQ、Toyota、Univ. of Texas at Austin、WM	テキサスにおける大規模実証。ヒューストン港/湾岸地域の５年計画を策定し、既存の水素の生成、配送、およびインフラ資産を活用して、定置型燃料電池発電と水素燃料車両の展開を可能にする。。この計画は、機会、課題、および主要なパートナーを集め、地域の大規模な水素展開の経済的および環境的利点を特定する。	・UT オースティンでの機器のデモンストレーションには、複数の 再生可能H2 生成オプションが含まれており、TACC に電力を供給するための車両燃料供給および定置型燃料電池システムと同じ場所に配置された。 • テキサス、ヒューストン港、湾岸地域での実行可能な H2@Scale パイロット プランのフレームワーク開発は、大きな関心を集めている。	水素ハブ 大規模実証
152	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Solid Oxide Electrolysis System Demonstration	FuelCell Energy, Inc.	10/1/2020 -8/31/2023	$10,500,000	$8,000,000			FuelCell Energy、Versa Power Systems、INL	固体酸化物電気分解の原子力発電所への適用。電気と廃熱を利用して水素を製造するための高効率で低コストの代替手段提供。	4kgH2/日のパイロットシステム稼働中。 1.285 V/cell、Up to 1 A/cm2、700-750°C	原子力発電所 電気分解
153	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Truck Duty Cycle Analysis	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2020-			$300,000	$127,447	NREL、ANL、	中型水素燃料電池のシミュレーションと技術目標分析を改善するために、商用車の実世界での代表的な運用デューティ サイクルを分析。	既存でデータにより、グレード別に分析。 ドライブサイクルを追加、24。軽負荷、中負荷、重負荷の選定方法を策定。	重量車 ドライブサイクル
154	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Next Generation Hydrogen Station Analysis	National Renewable Energy Laboratory	10/2011-			$2,200,000	$200,000	NREL、	既存水素ステーションの運営データ分析	55STのトラブル実績、充填実績、メインテナンス等のデータを収集し分析、公開	水素ステーション 運用データ集計、分析
155	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Electrolyzer Stack Development and Manufacturing	Pacific Northwest National Laboratory	10/1/2019-			$3,000,000	$1,800,000	PNL、INL	SOECスタックと部品の生産性向上に関する研究。 新規開発スタックも順次評価。デジタルツイン検討。 スタック、部品の耐久性評価と情報提供	300cm2セルを用いて、11スタックを評価。 1 kW スタック　80% steam 200 hours at 750oCでのベース性能を特定。	SOEC 性能評価 デジタルツイン

表 106 米国プロジェクト一覧(DOE) ⑩

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
156	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	System Demonstration for Supplying Clean, Reliable and Affordable Electric Power to Data Centers using Hydrogen Fuel	Caterpillar, Inc.	10/1/2020 -3/31/2024	$12,100,000				Caterpillar、Microsoft、Ballard、NREL他	メガワット級定置型FCのデータセンターでの非常電源実証。1.5MW、48時間分の液水貯蔵。	要求仕様、設置場所確定 サブシステムの試験、モデル化シミュレーション実施 初期の技術経済性評価完了	大型FC データセンター 非常電源
157	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Waterfront Maritime Hydrogen Demonstration Project	Hornblower	10/2021 -6/2025	$16,000,000	$8,000,000			Hornblower、SNL、The Port of San Francisco、Air Liquide、NEL、IGX、Glosten、Moffett Nichol	海洋環境における水素の生産、貯蔵、および燃料供給の実現可能性実証。手順、操作パラメータ、電解水素の安全かつ日常的な生成と貯蔵、および水の取り扱いのための付随するトレーニング資料を作成。水と水陸間の水素と燃料電池からの電力伝送。サンフランシスコ港	Pチーム組成、バージの要求性能特定、バージサイトの決定、450barTypeIIIタンクを選定、規制確認、水素船充填プロトコルの検討開始。	港湾地区 大規模実証
158	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	ARIES / Flatirons Facility—Hydrogen System Capability Buildout	National Renewable Energy Laboratory	5/6/2020-			$4,080,145	$200,000	NREL	「統合エネルギー システムに関する高度研究」（ARIES）イニシアチブの下で、MW 規模の電解槽、貯蔵システム、MW 規模の燃料電池発電機を含む水素システム機能を設計し、NREL の Flatirons キャンパスで試運転。	FY2022末 までに、NREL はフラットアイアンズ キャンパスで 1.25 MW の PEM 電解槽、コンプレッサー、600 kg の地上貯蔵、および 1 MW の PEM AC/DC 出力燃料電池発電システムを稼動させる予定。	ARIEA 大型電解 大型燃料電池
159	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	High Pressure, High Flow Rate Dispenser and Nozzle Assembly for Heavy Duty Vehicles	Electricore	10/1/2019 -10/31/2022	$3,329,225	$2,579,037			SPENCER QUONG ELECTRICORE、Electricore、WEH、Bennett Pump、NREL	高圧、高流量ディスペンサーとノズルの開発。重量車想定。70MPa、100kg/10分充填	2022年7月にシステム稼動予定。	重量車 ディススペンサー ノズル
160	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Overall Research on Electrode Coating Processes (OREO)	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2019-			$900,000		NREL、Fraunhofer、UCONN、CSM	PEM電極MEAのコーティングプロセスに関する包括的研究<目標>2025年20$/kwを100,000スタック/年生産	コーティングプロセスの比較分析、電極のball milling所要時間、電極形態に対するコーティングせん断の影響等を検討	PEMFC MEA 製造プロセス
161	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Low Total Cost of Hydrogen by Exploiting Offshore Wind and PEM Electrolysis Synergies	Giner, Inc.	8/23/2021 -8/22/2023	$1,100,000	$1,100,000			Giner、NREL、GE、Hygro、Plug Power	場所（風速、関欠性、水深、海岸までの距離）の特性に基づき、電解槽と統合された洋上風力発電（OSWE）を使用して生成される水素の均等化コストを計算するモデルを開発。	電気分解と統合された洋上風力発電の H２生産コストのモデリングを実施、2.2ドル/kg H２に達すると予測。	洋上風力発電 電気分解 均等化コスト
162	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Solid Oxide Electrolysis Cells (SOEC) Integrated with Direct Reduced Iron (DRI) Plants for Producing Green Steel	University of California, Irvine	3/10/2021 -3/10/2024	$5,664,862	$4,043,993			UCI、Fuel Cell Energy、Versa Power、HATCH、Politecbico di Milano、LEAP、SocalGas	直接還元製鉄プラントでのSOECの適用検討。水素と酸素を同時に製造。1t/週の製造規模	SOEC-DRI(Direct Reduced Iron)のシミュレーション実施。ベンチスケール実証設備の設計中。	直接還元製鉄 SOEC 水素酸素同時製造
163	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Grid-Interactive Steelmaking with Hydrogen (GISH)	Missouri University of Science & Technology	10/1/2020 -4/30/2024	$5,654,669	$1,505,243			Missouri Univ.、Arizona State Univ.、NREL、Danieli、Voestalpine、Nucor、Steel Dynamics、Gerdau、Linde、Air Liquide	水素の製鉄利用検討。 +/ 5% の精度でmetallizationと構造を予測する、H2 および H2 /NG 混合ガス システム下での動的モデルを構築 プラズマで、還元速度が 20% を超えることを実証。水素/NG混合で1t/週スケールの実証。	H2、NG、および混合ガスの還元の動力学モデルと DRI 融解モデルを開発、実験室での実験によって検証。 水素安全確保計画を策定。GISHパイロットプラントの設計完了。	製鉄 水素/NG混合ガス
164	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	AEM Water Electrolyzer for Hydrogen Production from Offshore Wind	Alchemr, Inc.	8/23/2021 -8/22/2023	$1,150,000		$284,881		Alchemt、UCONN	低コストAEM電解の開発。洋上風力発電との直接連結を想定。海水使用。	海水適用を前提としたnon PGM OER selective NiFe LDH電極を開発。5cm2AEM－海水で長時間実証。1000hrで4mV/hrの劣化。	洋上風力 電気分解 海水
165	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Ultra-Efficient Long-Haul Hydrogen Fuel Cell Tractor	Daimler Trucks North America	4/1/2022 -3/31/2027	$54,022,858				Daimler、Linde、Michlin、Mahle Behr、Mahle Filter、Auburn Univ.、Oregon State Univ、ORNL、NREL、ANL、Schneider National、Walmart	ロングホールFcトラックの開発。燃費6mile/H2kg、航続距離600mile、既存トレーラーと同等OPEX、耐久性25,000時間	2022年4月開始	ロングホールトラクタ
166	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	High Efficiency Fuel Cell Application for Medium Duty Truck Vocations	Ford Motor Company	2/2022 -12/2025	$49,904,629	$24,952,314			Ford、FEV、NREL、Consumers Energy、FERGUSON、SoCalGas	Ford Super Duty Chassis Cab (中量車、クラス3-5)に適用するFCシステムの開発と実証。航続距離300mile。	2022年1月開始、進捗特記なし	中量車
167	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Freight Emissions Reduction via Medium Duty Battery Electric and Hydrogen Fuel Cell Trucks with Green Hydrogen Production via a New Electrolyzer Design and Electrical Utility Grid Coupling	General Motors, LLC	6/1/2022 -5/31/2027	$65,000,000	$26,000,000			GM、ANL、Nel、Southern Company、Metro Delivery	中量FCトラックの開発。効率65%、耐久2万～3万時間で<10%、	キックオフ	中量トラック
168	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	MDV TCO and Target Development	Argonne National Laboratory	10/2021 -9/2022				$100,000	ANL、NREL、21CTP、Strategic Analysis	FC中量車のTCO(Total Cost of Ownership)分析	小型車と中量車のFCサイズとタンク容量の要求値について比較検討	中量車 TCO分析
169	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	U.S. Wind to Hydrogen Modeling, Analysis, Testing, and Collaboration	National Renewable Energy Laboratory	8/1/2021-				$450,000	NREL、TNO、Giner、GE	米国における風力発電のモデリングと電解(PEM)との連携検討。オングリッドとオフグリッド。水素<2.5$/kg想定。	3パターンのユースケースを設定。オランダと共同検討。	風力発電 電気分解
170	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Optimal Wind Turbine Design for H2 Production	National Renewable Energy Laboratory	4/25/2022 -4/24/2024	$735,000	$500,000			NREL、GE、Nel	電解による水素製造に適した、風力発電タービンの設計。	2022年4月開始	風力発電 電気分解 タービン
171	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Validation of Interconnection and Interoperability of Grid-Forming Inverters Sourced by Hydrogen Technologies in View of 100% Renewable Microgrids	National Renewable Energy Laboratory	1/1/2022 -12/31/2024	$1,749,000	$1,189,000			NREL、SoCalGas、UCI	再生可能電力を電解に適用する際のグリッドインバーターの開発	キックオフ	再生可能電力 電気分解
172	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	High Efficacy Validation of Hydride Mega Tanks at the ARIES Lab (HEVHY METAL)	National Renewable Energy Laboratory	6/1/2022 -6/1/2025	$2,983,229	$1,722,089			NREL、GKN Hydrogen、SoCalGas	2種類のメタルハイドライドによるメガワットスケールの水素貯蔵、HY2MEGA システムの実証。グリッド連結。	キックオフ	メタルハイドライド 大量水素貯蔵
173	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Hydrogen Production, Grid Integration, and Scaling for the Future	National Renewable Energy Laboratory	6/1/2022 -5/31/2025	$1,653,170	$1,157,219			NREL、EPRI	グリッド統合型電気分解システムの将来ビジョンの策定。	2022年6月開始	グリッド統合 電気分解

表 107　米国プロジェクト一覧(DOE) ⑪

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
174	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	Off Road HD TCO and Target Setting	Argonne National Laboratory	10/1/2020 -9/30/2022				$300,000	ANL	FCオフロード車のTotal Cost of Ownership (TCO)分析。	トラクタ、ホイールローダー、掘削機、メガワット級ホールトラック、炭鉱トラックについて評価	オフロード車 TCO分析
175	技術開発加速、組み合わせ技術 Technology Acceleration	In-Line Membrane Thickness Mapping with Real-Time Data Processing	National Renewable Energy Laboratory	9/2020 -2/2022	$250,000				NREL、Middleton Spectral Vision	MEAのインライン、非破壊、厚さ測定器の開発	完成、ユーザー展開準備完了	MEA 品質管理
176	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Hydrogen Safety Outreach to Expedite H2 Fueling and Energy Project Deployment and Promote Public Acceptance for Zero Emission Vehicles and Reliable Distributed Power Generation	Pacific Northwest National Laboratory	9/2019 -12/2022	$600,000	$540,000			PNNL、CEC	水素安全利用のアウトリーチ活動	「Hydrogen Safety Panel」「Hydrogen Tools」 カリフォルニアを中心に活動	安心安全 アウトリーチ
177	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Component Failure R&D	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2018-			$1,200,000	$325,000	NREL、University of Maryland Center For Risk and Reliability	リスク、信頼性に関する科学的基盤の構築。データを収集し解析。	水素漏洩データの収集、漏洩時のリスク評価、試験。	安全リスク 信頼性
178	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	R&D for Safety, Codes and Standards: Materials and Components Compatibility	Sandia National Laboratories	10/2003-				$1,055,000	SNL、CSA、ASME、SAE、ISO、FIBA、Tenaris、JSW、Swagelock、NASA、Hexagon、Luna Innovations、AIST、I2CNER、MPA、KRISS	材料の安全信頼性に関する研究、データ収集、規格、標準化	海外(日本、ドイツ、韓国)とも連携し、国際標準化を推進。	安全性 材料 規格、標準
179	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Fuel Quality Assurance R&D and Impurity Testing in Support of Codes and Standards	Los Alamos National Laboratory	10/1/2006 -9/30/2023			$7,275,000	$250,000	LANL、H2 Frontier、ONEH2、SKYRE、NREL、Ford、HNEI&UConn	Hydrogen Contamination 検出器の開発、ステーションでの水素品質試験とレポート。	検出器開発中。	水素品質 不純物分析
180	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	R&D for Safety, Codes and Standards: Hydrogen Behavior	Sandia National Laboratories	10/2003-				$700,000	SNL、NREL、NFPA、CGA、Chart、Air Products	水素の燃焼関連挙動に関する科学的基盤の構築	2022年9月までに、2016年の18,000平方フィートの40%削減するため、立地上の問題を解決する方法を特定する。	燃焼特性 水素ステーション面積
181	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Hydrogen Quantitative Risk Assessment	Sandia National Laboratories	10/1/2003-				$500,000	SNL、Wabtec、First Element、Air Liquide、Air Products、PNNL、NREL、ANL、HySafe、NFPA、DOT、CaFCP、IPHE、IEC	水素システム、設備の安全性、リスクに関する科学的基盤の整備、規格、標準	FY21 22は、液水QRA、FCVのトンネル走行、水素/天然ガス混合等を評価	水素関連設備 リスクアセスメント
182	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Hydrogen Safety Panel, Safety Knowledge Tools, and First Responder Training Resources	Pacific Northwest National Laboratory	3/2003-				$850,000	PNL、CEC、AIChE Center for Hydrogen Safety	水素安全教育ツールの開発	「Hydrogen Safety Panel」「Hydrogen Tools」 カリフォルニアを中心に活動	水素安全教育
183	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	NREL Hydrogen Sensor Testing Laboratory	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2010-			$5,365,000	$525,000	NREL、AVT、Element One、KWJ、LANL、SPPs、Univ. Maryland	水素センサー研究室の運営	企業の要請に応じた水素センサーの試験評価	安全 水素センサー
184	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Fuel Cell and Hydrogen Energy Association Codes and Standards Support	Fuel Cell and Hydrogen Energy Association	5/5/2021 -9/30/2022			$350,185	$412,000	FCHEA、NHFCCSCC、PNNL、ORNL	各企業での規格、標準づくりのサポート。安全のベストプラクティス作り、安全関連の試験研究	Transportation WG、Stationary Power WG、Portable Power WGを創設して活動。他団体とも連携	安全情報共有 規格、標準
185	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Hydrogen Education for a Decarbonized Global Economy (H2EDGE)	Electric Power Research Institute	10/1/2020 -3/31/2025	$2,650,000	$200,000			EPRI、Gas Technology Inst.、Oregon State Univ.、Univ. Delaware、Univ. of Houston、	「H2EDGE」、製造、輸送、貯蔵、利用の分野にわけて安全なマナーを教育、訓練する。	組織づくり、契約、ウェブサイト開設、各大学での講座開設	安全教育訓練 大学教育
186	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	MC Formula Protocol for H35HF Fueling	National Renewable Energy Laboratory	10/1/2021 =9/30/2023	$699,000	$545,000			NREL、Frontier Energy、ElDorado、Gas Technology Institute、Luxfer、New Flyer、SCAQMD、Sunline、SoCalGas、Shell、Trillium	35MPaで高流量の充填プロトコル開発。中量車、大型バス向け。SAEJ2601-2に反映。	充填プロトコルの境界条件を調査中。	35MPa 高流量充填 中型車 大型バス
187	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Assessment of Heavy-Duty Fueling Methods and Components	National Renewable Energy Laboratory	2/2/2022 -2/1/2024	$4,200,000	$3,300,000			NREL、NextEnergy、Chevron、ANL	重量車向け70MPa充填プロトコルの開発と。経済性評価。	試験設備準備、充填シミュレーションモデル構築。	70MPa 重量車 充填プロトコル
188	安全、規制、標準 Safety Codes Standards	Risk Assessments of Design and Refueling for Hydrogen Locomotive and Tender	Sandia National Laboratories	2/1/2022 -12/31/2023	$750,000	$525,000			SNL、Wabtec	鉄道機関車への水素充填のリスク評価、設計	キックオフ、初期のFMEA/HAZOP分析開始	機関車 水素充填 リスク評価
189	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Electrolytic Renewable Fuel Production Optimal Operation Investigation	National Renewable Energy Laboratory	202010/13 -2021/9/15	$100,000	$50,000	$100,000		NREL, University of California Irvine (UCI)	カリフォルニアでのelectrolytic renewable fuel(水素、メタン)の導入、普及戦略の策定、現在～2035-2040		電気分解 再生可能水素 e-メタン
190	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Life Cycle Analysis of Hydrogen Pathways	Argonne National Laboratory	2019/10-				$250,000	NETL,NREL,産業界の専門家	水素製造技術の環境への影響を評価。 GREET モデルを用いたGHG評価		LCA GHG 水素製造
191	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Regional Hybrid Energy Systems Technoeconomic Analysis	National Renewable Energy Laboratory	2019/8/22-	$1,914,000		$2,084,000	$0	INL,NREL,ANL,Xcel Energy	Xcel Energyの原子力発電所(Prairie Island 1096MW, Monticell 671MW)をハイブリッド化して、水素を製造することの価値を見積もる。		原子力水素 ハイブリッド
192	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Analysis of Hydrogen Export Potential	Argonne National Laboratory	2021/5 -2022/4	$175,000	$175,000	$130,400		NREL,ANL	水素輸出の可能性と競争力評価。クリーン電力へのアクセスと既存LNG施設の適用可能性。		水素輸出 LNG施設
193	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Cradle-to-Grave Transportation Analysis	Argonne National Laboratory	2021/10-	$425,000		$175,000	$175,000	ANL, Strategic Analisys, 自動車& エネルギー会社(ISAT)	水素製造～車両製造走行のcradle-to-grave (C2G)経済的、環境影響の評価。GREETモデル+車両評価モデル		cradle-to-grave (C2G) 車両製造
194	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Advanced neTwork anaLysis of hydrogen fuel cell Automated vehicleS for goods delivery (ATLAS)—TCO of Autonomous Fuel Cell Fleet Vehicles	Lawrence Berkeley National Laboratory	2020/10/1-			$400,000		LBNL,NREL,Center for Transp. and the Environment (CTE)	中型、大型FC車両による配送ネットワークの評価。車両オーナーコストと燃料コスト評価		商用車両 中型・大型車両 オーナーコスト

表 108 米国プロジェクト一覧(DOE) ⑫

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
195	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Global Change Analysis Model Expansion—Hydrogen Pathways	Pacific Northwest National Laboratory	2021/5/1 -2022/10/31	$400,000	$400,000	$257,776		PNNL,ANL,NREL	IPCCで用いられている"Global Change Assessment Model (GCAM) "における水素要素(製造、輸送、貯蔵、需要)の見直し		IPCC Global Change Assessment Model (GCAM)
196	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Biomass Gasification Optimal Business Case Analysis Tool	Oregon State University						Univ, Oregon State	木質バイオマスのガス化による水素製造の経済、社会、環境影響を評価するツールの開発。	完了、DOEの政策検討に用いる。	木質バイオマス バイオマスガス化
197	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	H2X: A Tool to Run Green Hydrogen Business Analysis Scenarios in Seconds	University of California, Berkeley						UCBerkeley	H2X Tool:カリフォルニアにおける再生可能電解による水素製造の技術・経済評価モデルの構築	ユーザーが、設備、技術、電力等コスト、需要インプットすると、経済性、GHG、雇用がアウトプット。	再生可能電力 電気分解
198	システム、サプライチェーン分析 System Analysis	Hydrogen Business Appraisal Tool	University of Southern California						Univ. of Southern California	水素サプライチェーンの4つのセクター(製造、貯蔵、輸送、消費)の経済、社会、環境評価ツールの開発。	(まだ検討途中?)	サプライチェーン 製造、貯蔵、輸送、消費
199	教育、訓練 Education Workforce	Formulation Strategies for the Large-Scale Manufacturing of Crack-Free Electrodes	National Renewable Energy Laboratory						NREL、ANL、ORNL	クラックフリー電極の開発、大型車対応 (カテゴリーミス?表彰研究?)	実サンプル分析、プロセシング、溶液組成、添加剤による改善を検討	電極 耐久性
200	教育、訓練 Education Workforce	High-Performing and Durable Electrodes for PEMFCs	Los Alamos National Laboratory						LANL、Univ. Tront	PEMFC向けの高効率で耐久性のある電極の開発 (カテゴリーミス?表彰研究?)	Groovy 電極による H+/O2 輸送経路の分割等でアプローチ	電極 耐久性
201	教育、訓練 Education Workforce	Protonic Ceramic Electrochemical Cells for Hydrogen Production and Electricity Generation	Idaho National Laboratory						INL	PEMFC/FCの開発 (カテゴリーミス?表彰研究?)	セル材料の検討、電極構造の改善等で、PCEC300°C以下、大規模化、CCSとの組み合わせも予定。	PEMFC PEMEC
202	教育、訓練 Education Workforce	Characterizing Hydrogen Storage Materials Using Neutron Scattering Techniques	National Renewable Energy Laboratory						NREL	Neutron Scattering Techniquesを用いた水素貯蔵材料のキャラクタリゼーション(カテゴリーミス?表彰研究?)	LaNiInH1.6、U(benzenedicarboxylate)2等を解析	水素貯蔵材料 キャラクタリゼーション
203	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Advanced Manufacturing Office Overview of Hydrogen-Related Activities	U.S. Department of Energy Advanced Manufacturing Office						U.S. DOE Advanced Manufacturing Office	Advanced Manufacturing Officeの水素に対する取り組み状況。 GTIによる「One Step Hydrpgen Generation」、SOFC、MW電解、LTE電解、貯蔵容器等		水素製造、電解 貯蔵容器
204	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Flexible Natural Gas/Hydrogen Engine for Combined Heat and Power (CHP) Applications	Caterpillar, Inc.						Caterpillar	水素/メタンフレックス燃料による2.0eMWCHPの開発	燃料は100%メタン/100%水素/水素25%混合。2023年に実証予定	CHP 水素/メタン 割合フレックス
205	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Smart Gas Quality Sensor for HyBlends in Support of CHP Demonstration in District Energy Systems	Argonne National Laboratory						ANL、Axiom Energy	天然ガスへの水素混合割合、品質センサーの開発。CHP側のコントロールともリンクさせる狙い。割合だけではなく、熱量も測定する。一号機テスト完了、二号機検討中		CHP 水素メタン混合 センサー
206	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	ARPA-E Hydrogen and Fuel Cell Portfolio	U.S. Department of Energy Advanced Research Projects Agency - Energy						Advanced Research Projects Agency-E	Advanced Research Projects Agency-E"ARPA-E"の所管する水素関連PJの紹介。REBELS(電解) REFUEL(キャリア) IONICS(膜) INTEGRATE(SOEC) REEACH(航空機) REPAIR(パイプライン)等のプロジェクト		
207	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Co-Synthesis of Hydrogen and High-Value Carbon Products from Methane Pyrolysis	Stanford University						Stanford.Univ	ARPA-Eプロジェクト メタン分解による水素製造。炭素として除去。炭素化75%目標		メタン分解 炭素化
208	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	High Power Density Carbon Neutral Electrical Power Generation for Air Vehicles	Tennessee Tech University						Tennessee Tech Univ.、SPS、Raytheon、ORNL、Boeing、Wright State Univ.	ARPA-Eプロジェクト　REEACH 航空機へのSOFC適用、ガスタービンとの併用。65%効率、3.6kW/kg達成。		SOFC 航空機
209	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	A Hybrid Electrochemical and Catalytic Compression System for Direct Generation of High-Pressure Hydrogen at 700 Bar	California Institute of Technology						Caltech	ARPA-Eプロジェクト 電気化学&触媒ハイブリッド圧縮機の開発。圧縮コスト0.1$/kg目標。		電気化学&触媒圧縮機
210	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Solid Oxide Fuel Cell/Turbine Hybrid Power System	Nexceris						Nexceris、Brayton Energy、Czero、NETL、	ARPA-Eプロジェクト SOFC-ガスタービンハイブリッドシステムの開発。50kw、天然ガス燃料、効率70%、設備コスト1,800＄/kW		SOFC&ガスタービン
211	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Adaptive SOFC for Ultra High Efficiency Systems	FuelCell Energy, Inc.						FuelCell Energy、Versa Power、UCI、Brayton Energy	ARPA-Eプロジェクト SOFCとでガスタービンのハイブリッドで効率70%を目指す、天然ガス燃料		SOFC&ガスタービン
212	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Micro-Hybrid Development with Enabling Controls	National Energy Technology Laboratory							資料欠落		
213	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Metal-Supported SOFCs for Ethanol-Fueled Vehicles	Lawrence Berkeley National Laboratory						LBNL、NISSAN、CTG Chemtronergy、UCONN	ARPA-Eプロジェクト エタノール燃料自動車のためのMetal-Support Solid Oxide Fuel Cells (MS-SOFC)の開発。		SOFC エタノール
214	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Hybrid SOFC/Turbogenerator for Aircraft	University of Maryland						University of Maryland、CSM、Raytheon Technology	ARPA-Eプロジェクト LNG燃料→ATR→SOFCシステムの航空機への適用。目標>1.6kW/kg at 0.75V/cell。		SOFC 航空機、LNG
215	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Ammonia: Key to Expanding Deployment and Utilization of Green Hydrogen	Colorado School of Mines						CSM	ARPA-Eプロジェクト アンモニア→Catalytic Membrane Reactor (CMR)→アンモニア・水素混合燃料→ICE、タービン燃焼		アンモニア&水素 ICE、ガスタービン
216	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Carbon Dioxide-Free Hydrogen and Solid Carbon from Natural Gas via Metal Salt Intermediates	Johns Hopkins University						Johns Hopkins Univ.、ETCH、Southern Company、CABOT	ARPA-Eプロジェクト メタン分解による水素製造、炭素は固形分として除去。NiCl触媒。		メタン分解 固体炭素
217	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Channeling Engineering of Hydroxide Ion Exchange Polymers and Reinforced Membranes	Rensselaer Polytechnic Institute	1/20/2017 -7/19/2022	$2,720,223	$2,445,327			Rensselaer Polytechnic、Georgia Inst. Of Technology、Nel	ARPA-Eプロジェクト AEM電解に用いるメンブランの開発		AEM メンブラン
218	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Bipolar Membranes with an Electrospun 3D Junction	Vanderbilt University						Vanderbilt University	ARPA-Eプロジェクト バイポーラーメンブランの開発。目標1.0A/cm2、0.8-1.0W/cm2、20＄/m2		バイポーラー メンブラン
219	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	High-Efficiency and Low-Carbon Energy Storage and Power Generation System for Electric Aviation	University of California, San Diego	4/26/2021 -4/25/2023					University of California, San Diego、Honeywell Aerospace	ARPA-Eプロジェクト 航空機向け、エネルギー貯蔵システム。energy storage and power generation (ESPG)、LNG燃料。SOFC		SOFC 航空機

表 109 米国プロジェクト一覧(DOE) ⑬

番号	分類	タイトル	発表者(組織)	期間	総予算	DOE負担	消化額	単年度予算	メンバー	概要	進捗	キーワード
220	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Electrocatalysis in Alkaline Media at CABES	Cornell University						Cornell Univ.、Binghampton Univ.、Canegie Mellon Univ.、LANL、NREL、Penn Univ.、Wisconsin Univ.、Yale	Center for Alkaline Based Energy Solutions(CABES)の紹介。アルカリ媒体-電気化学の科学的基盤研究		燃料電池 電気分解
221	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Critical Importance of Renewable H2 for Carbon-Neutral CO2 Conversion	Columbia University						Columbia University、Brookhaven Natuonal Laboratory	再生可能水素の製造と、CO2の水素による変換(一般論?)		再生可能水素 CO2変換
222	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Hydrogen with Carbon Management Program: Program Overview	U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and Carbon Management						U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and Carbon Management	Office of Fossil Energy and Carbon Managemenでの水素関連PJの紹介、SOFC、SOEC、水素タービン、等		SOFC/EC 水素タービン
223	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Natural Gas Decarbonization and Hydrogen Technologies Program: Program Overview	U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and Carbon Management						U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and Carbon Management	Office of Fossil Energy and Carbon Managemenでの天然ガス脱炭素/水素関連PJの紹介、化石資源、廃棄物、廃プラ、バイオマスからのCCUSと組み合わせての水素製造		廃プラ、バイオ CCUS
224	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Subsurface Hydrogen Assessment, Storage, and Technology Acceleration (SHASTA)	National Energy Technology Laboratory, Lawrence Livermore National Laboratory, and Pacific Northwest National Laboratory						NETL、PNNL、LLNL	水素の地下貯蔵の技術的、社会受容性の検討。水素単独貯蔵/水素&メタン混合貯蔵。		水素地下貯蔵
225	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	A Highly Efficient and Affordable Hybrid System for Hydrogen and Electricity Production	Phillips 66	19/27/2020 -9/26/2023					Phillips 66、Georgia Tech	水素と電力の同時精算システムの開発。PEM reversible solid oxide cell (rSOC)。 目標　電解効率80%、発電効率50%		PEM リバーシブル
226	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Performance Improvements for Reversible Solid Oxide Fuel Cell Systems	FuelCell Energy, Inc.						FuelCell Energy、	RSOFC(Reversible Solid Oxide Fuel Cell)開発、電力貯蔵<1000$/kW at 50MW/year		SOFC リバーシブル
227	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Performance Validation of a Thermally Integrated 50 kW High Temperature Electrolyzer System	Idaho National Laboratory						INL、OxEon Energy	50kW級HT電解の性能評価、リバーシブルSOC。電解効率85%、水素製造コスト2$/kgを見積		SOFC リバーシブル
228	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies	National Energy Technology Laboratory						NETL	商業ベースの化石資源からの水素製造技術の評価。コストとGHG。		化石資源 水素製造
229	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Geographical Assessment of Natural Gas Infrastructure and Pipeline Materials for Blended Gas Transport	Oak Ridge National Laboratory						ORNL	既存ガスパイプラインの水素、CO2、CO、NH3適用可能性(主に材料)の調査。		パイプライン 水素　CO2 CO NH3
230	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Progress on Natural Gas Pyrolysis for Low-Carbon Hydrogen Production	National Energy Technology Laboratory						NETL	SMRより経済的なメタン原料とした水素製造法補の検討。ナノカーボンの併産。		メテン水素 ナノカーボン
231	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Optical Fiber Sensor Technologies For Subsurface Hydrogen Storage Monitoring	National Energy Technology Laboratory						NETL	SHASTAプログラム。地中貯蔵モニタリングのための光学ファイバーセンサーの開発		地中貯蔵 センサー
232	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Office of Nuclear Energy: Overview of Hydrogen-Related Activities	U.S. Department of Energy Office of Nuclear Energy						DOE Office of Nuclear Energy	原子力水素PJの概要紹介		原子力
233	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Dynamic Nuclear Thermal Energy Integration for High Temperature Electrolysis	Idaho National Laboratory						IES、INL	原子力発電と水素の組み合わせの最適化検討。実証PJの紹介。Nine-Mile Point NPP、Davis-Besse NPP、Prairie Island NPP、Palo Verde Generating Station		原子力 水素、合成燃料、 NH3
234	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Nuclear Hydrogen and Synthetic Diesel and Jet Fuel	Argonne National Laboratory and Idaho National Laboratory	10/2021-				$563,000	ANL、INL	原子力(電力)水素による合成燃料製造のGHG評価。FT合成、多様なCO2源、		原子力 合成燃料
235	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	High Temperature Steam Electrolysis Process Performance and Cost Estimates	Idaho National Laboratory						INL	高温電解の性能及びコスト評価。SOEC。2025年までにNth-of-a-Kind (NOAK) プラント建設。原発併設で熱利用。		SOEC 原発熱利用
236	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	High Temperature Electrolysis Stack Manufacturing Cost Estimation	Strategic Analysis, Inc.						Strategic Analysis,INL、PNNL、	高温電解用スタックの製造コスト見積もり。50MW/年と1GW/年の生産規模で見積。		SOECスタック 製造コスト
237	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Solar Energy Technologies Office Overview of Hydrogen-Related Activities	U.S. Department of Energy Solar Energy Technologies Office						DOE Solar Energy Technologies Office	太陽エネルギーからの水素製造、Solar Energy Technologies Officeの水素PJ概要紹介		太陽エネルギー
238	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Wind Energy Technologies Office Overview of Hydrogen-Related Activities	U.S. Department of Energy Wind Energy Technologies Office						DOE Wind Energy Technologies Office	風力からの水素製造。Wind Energy Technologies Officeの水素PJ概要紹介		風力
239	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Clusters of Flexible PV-Wind-Storage Hybrid Generation (FlexPower)	National Renewable Energy Laboratory						NREL、INL、SNL	太陽、風力、水素のハイブリッドシステム検討。		太陽 風力
240	DOE 部局横断PJ DOE Intra Agency	Water Power Technologies Office Overview of Hydrogen-Related Activities	U.S. Department of Energy Water Power Technologies Office						DOE Water Power Technologies Office	水力、海洋エネルギーと水素。Woter Power Technologies Officeの水素PJ概要紹介		水力
241	省庁横断PJ Interagency Activities	H2@Rescue: Design and Deployment of PEM Fuel Cell-Battery Powered Hybrid Emergency Relief Truck	Cummins	10/1/2020 -11/2/2021	$2,408,558	$1,083,851			Cummins、USArmy、U.S. Department of Homeland Security、Federal Emergency Management Agency、U.S. Naval Research Laboratory	FCレスキュートラックの開発。航続180マイル。25kW外部給電72時間		レスキュートラック 外部給電

4.3.2 米国におけるサプライチェーン関連のプロジェクト

(1) 水素製造

水素製造では 36 件が報告されており、目標は 2030 年の 1 $ /H_2kg。

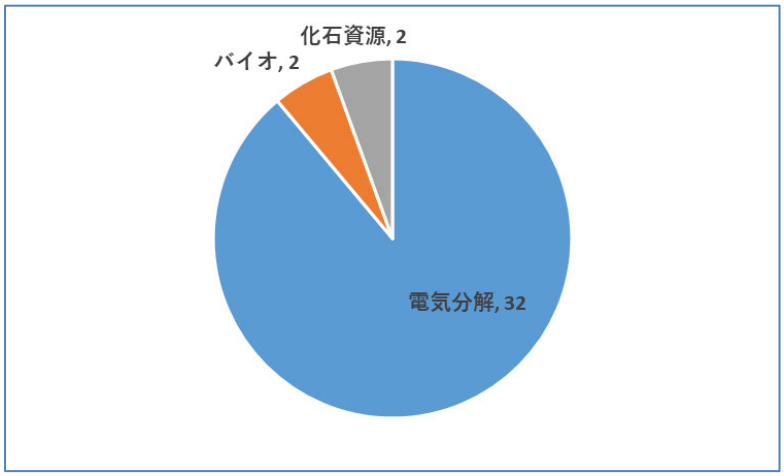


図 129　水素製造 PJ、原料別内訳

ほとんどが電気分解である。電気分解は、膜材料開発が中心であり、一部、光触媒のような先端技術も含まれる。

バイオの 2 件は、リグノセルロースを原料とした、微生物電解の研究。

化石資源からの水素製造は、いずれもメタンを原料として熱分解し、炭素は CO_2 ではなく、カーボンとして除去、さらにはカーボンナノファイバーも副生させようとする研究

様々な水素生産経路の技術・経済性分析を行い、水素生産コストを評価している、”Hydrogen Production Cost and Performance Analysis”の概要を紹介する。

1)Hydrogen Production Cost and Performance Analysis

発表者: Strategic Analysis, Inc.

期間: 0/1/2021-9/30/2024

総予算:$775,000

メンバー: NREL INL 電解メーカー4 社

概要: 様々な水素生産経路の技術・経済性分析を行い、水素生産コストを評価。技術改善が必要な分野を DOE にリコメンドする。アルカリ電解、AEM 電解について評価実施。アルカリ電解現状コスト 2.41 $ /kg(電力 0.03 $ /kwh)、将来 1.79 $ /kg(電力 0.03 $ /kwh)。

検討例:アルカリ電解の評価例を示す。なお、電力コストの原単位が 2016 年平均実績を用いており、所謂「グリーン電力」ではない点に注意が必要。

表 110 システム設計前提(アルカリ電解)

項目	単位	2021年	2031年
Plant Capacity (Rated)	MW_AC	118	97
Module Power	MW_AC	30	49
Rated Stack Input Power	MW_DC	3.9	3.8
Number of Stacks	-	7	12
Number of Cells	-	450	450
Cell Area	cm2	10,000	10,000
Rated Current Density	A/cm2	0.7	1
Rated Cell Voltage (BoL)	V	2	1.7
Degradation Rate	mV/1000 hrs	3.2	1.4
Pressure Cathode	bar	31	31
Temperature	degC	80	80
Specific Energy Demand (Stack)	kWh_AC/kg	48.9	42.5
Specific Energy Demand (System)	kWh_AC/kg	53.7	44.9
KOH Concentration	wt%	40	40
Output Pressure	bar	30	30
Gas Purity	%	99.99	99.99
Stack Lifetime	year	10	10

表 111 諸前提(アルカリ電解)

項目	単位	現状	将来
Avg. System Electrical Usage	kWh/kg H2	53.7	44.9
Avg. Stack Electrical Usage	kWh/kg H2	48.9	42.5
Thermal Energy Usage	kWh/kg H2	0	0
BoPElectrical Usage	kWh/kg H2	4.8	2.4
Total System Price	$/kWstack_input	$610	$344
Stack Price*	$/kWstack_input	$353	$148
Total BoP Price*	$/kWstack_input	$257	$195
Mechanical BoP	$/kWstack_input	$158	$97
Electrical BoP	$/kWstack_input	$99	$99
Operating Capacity Factor	(%)	97%	97%
Plant Design Capacity	kg of H2/day	56,500	59,500
Electricity Cost	($2016)/kWh	$0.03	$0.03

*製造者のマージン含む

表 112 水素生産コスト評価結果(アルカリ電解)

項目	現状	将来
	Cost Contribution ($/kg)	
Capital Costs	$0.44	$0.22
Fixed O&M	$0.31	$0.19
Other Variable Costs (including utilities)	$1.65	$1.38
Total	$2.41	$1.79

(2) 水素輸送

水素輸送では 20 件が報告されている。

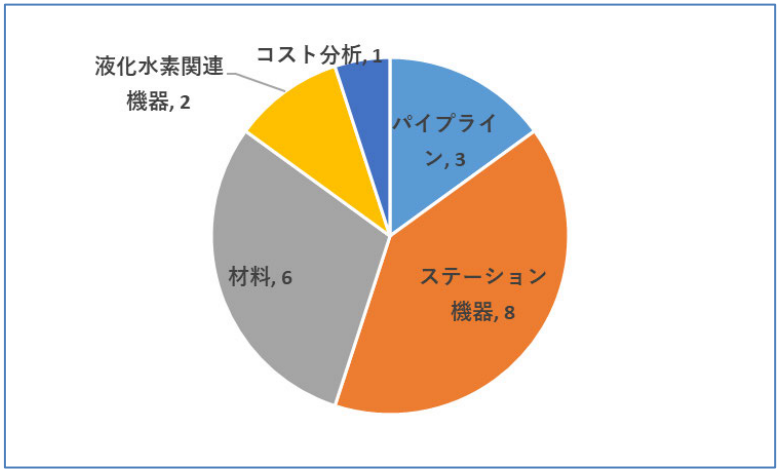


図 130　水素輸送 PJ、対象別内訳

いずれのテーマも、横串として「重量車(Heavy Duty Vehicle)」を謳ったテーマが増えている。ステーション機器についても、重量車向け大量充填機器の開発が行われている。

パイプラインは、いずれも既存 PL に混合、転用した場合への材料影響や経済性評価。

経済性に関する分析を行っている 2 件を紹介する。

1)ANL-H2 Delivery Technologies Analysis

発表者: Argonne National Laboratory

期間: 10/1/2005-

単年度予算:$250,000

メンバー: ANL、U.S.Drive、Daryl Brown

概要: 水素配送の経済性を継続的に実施。今回は、重量車向け供給、パイプライン、水素ステーション、水素輸出に関する分析経過を報告

検討例:

<パイプライン配送(新設、水素 100%)>

・分析結果例を示す。

・地域ごとのコスト試算では。地形や人件費により、地域によってコストが異なる結果となっている。地域ごとの見積もりは、天然ガスパイプラインの実績データをもとに解析。需要量によりコストが大きく異なる。

・高圧ローリー、液水ローリーとの比較でも、地域差が大きい結果。地形的に不利な New England 地域(ME, NH, VT, MA, CT, RI)は、需要量が少ないと高圧ローリー等よりもコストが高い一方、Great Plain 地域(ND, SD, NE, KS, OK, MN, IA, MO)は圧倒的にパイプラインが低コスト。なお、両方の地域でパイプラインは需要量が増えた場合のコスト低減効果が、ローリー配送よりも大きい。

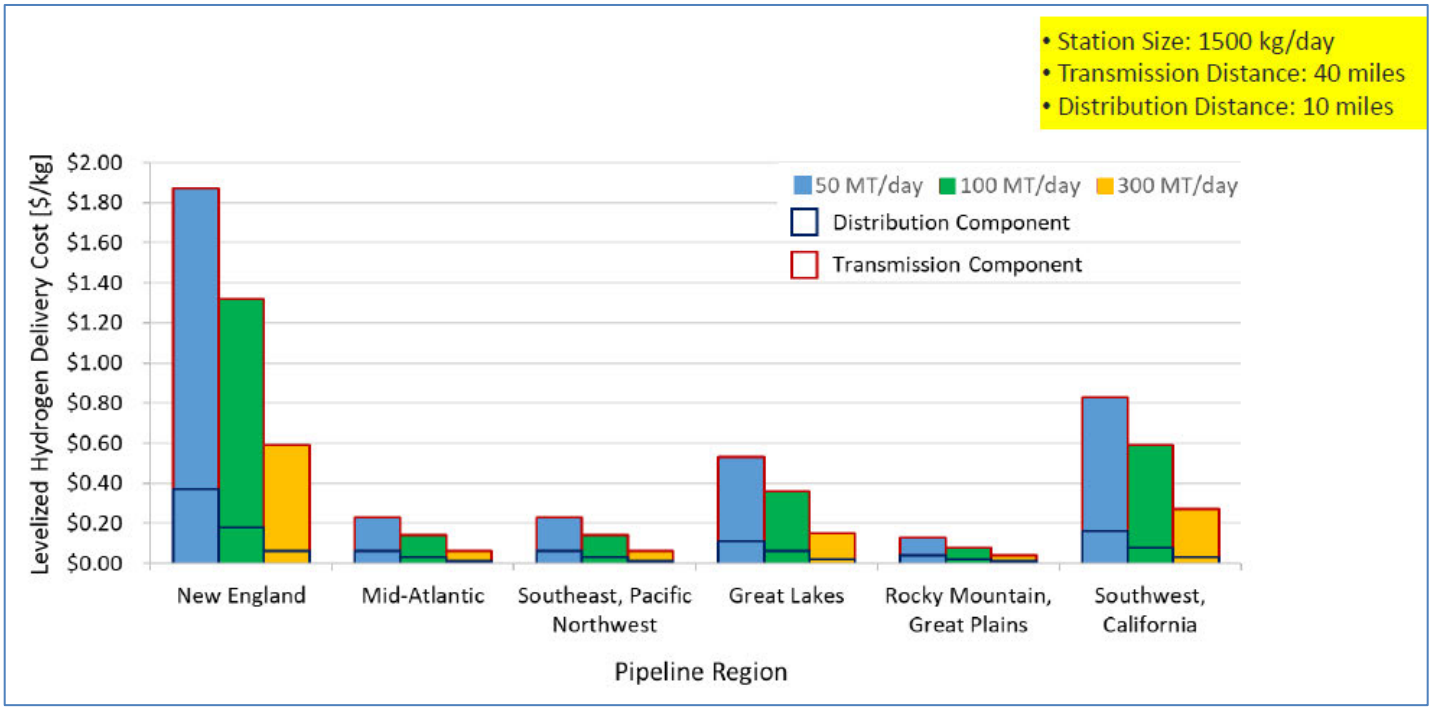


図 131　パイプラインによる水素輸送コスト(地域別)

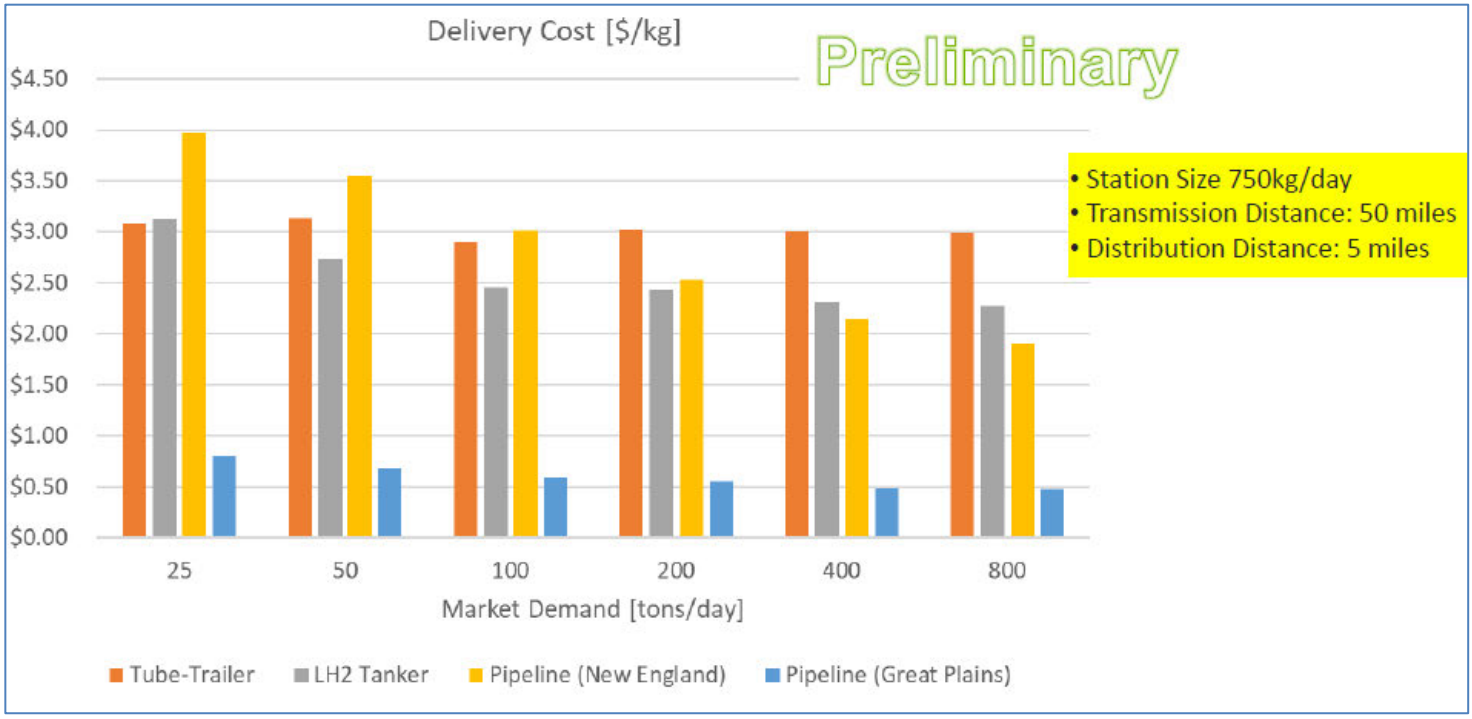


図 132　水素輸送コストパイプライン/ローリー比較

<ステーション設備コスト>

・カリフォルニアの実績をもとに、ステーション設備コストを評価した結果を示す。

・高圧輸送型のステーションは、2020 年時点でステーション能力は約 800kg/日で、設備コストは当初の 7,000＄/kg/日から 1,000$/kg/日程度まで低減されている。

・一方の液化水素輸送型のステーションは、2020 年時点でステーション能力は約 1250kg/日以上となり、設備コストは当初の 3,000＄/kg/日から 500$/kg/日近くまで低減。

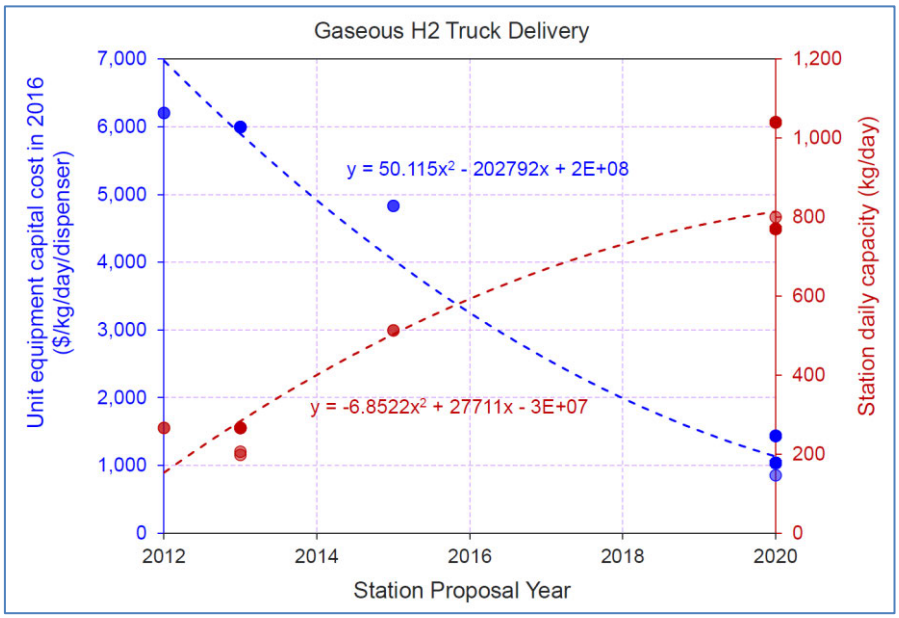


図 133　ステーション設備コストの推移(高圧輸送型)

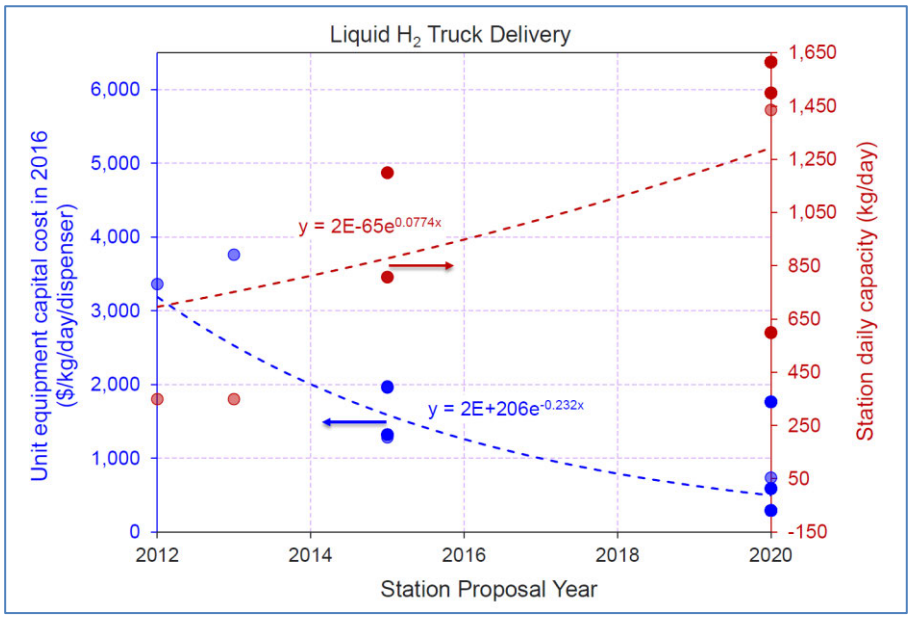


図 134　ステーション設備コストの推移(液水輸送型)

2)HyBlend: Pipeline CRADA Cost and Emissions Analysis

発表者: National Renewable Energy Laboratory

期間: 10/2021-9/2023

総予算:$15,000,000

メンバー: NREL、 ANL、SNL、PNNL、Air Liquide、Chevron、DNV、Enbridge、EPRI、ExxonMobil、GTI、Hawaii Gas、Hydril、National Grid、NING、ONEGAS、PRCI、SMUD、Southern Company、Stony Brook Univ.、SWRI

概要: 天然ガスパイプラインに水素を混入する際の経済・環境影響を評価するツールの開発。DOE/lab tools (H2A, HDSAM, GREET®, RODeO)を用いて評価。これまでの評価は狭い範囲にフォーカスされていたため、より一般的な評価法を構築した。水素混合の環境一のメリツトは、水素の製造過程に大きく依存する--再生可能電力の利用がポイント。合成ガスの利用が提案された。

検討例:まだ初期段階なので、本格的な検討はこれから。製造方法ごとに、パイプラインへの注入ポイントまでの GG を評価した結果を示す。GHG は製造方法に大きく依存する、という結果になっている。

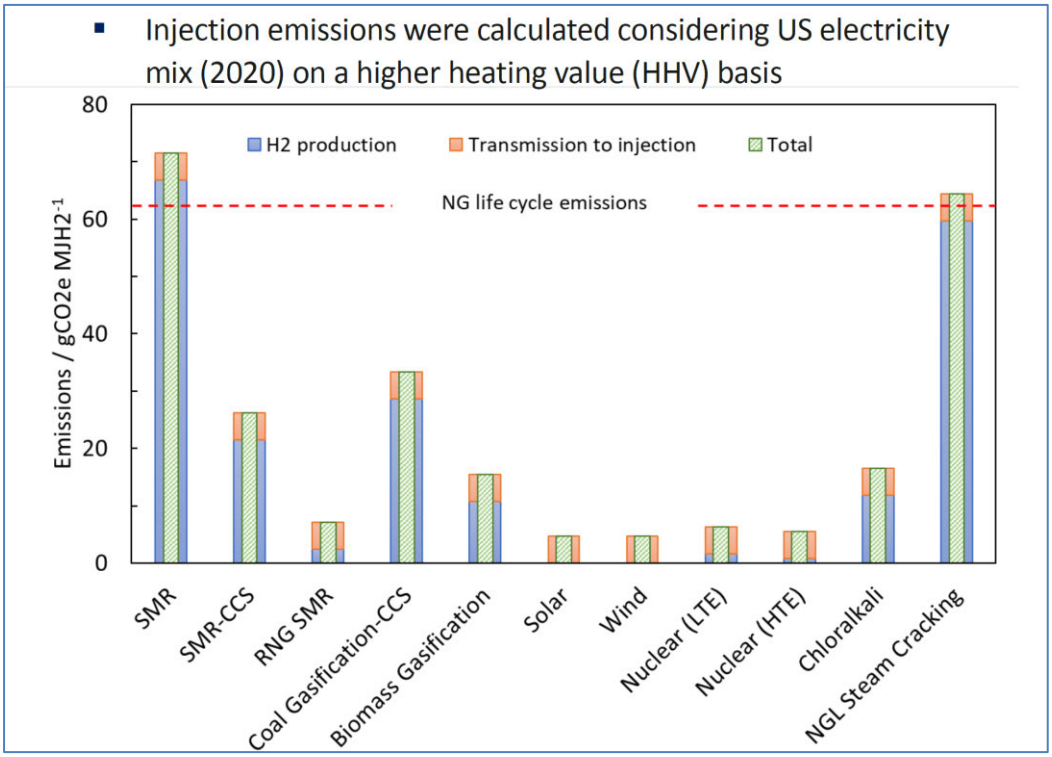


図 135 パイプライン注入ポイントまでの GHG 排出量

(3) 水素貯蔵

水素貯蔵では 29 件が報告されている。

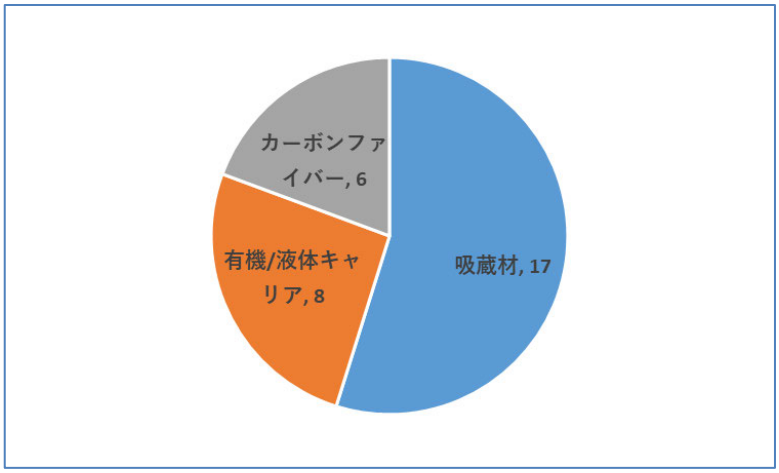


図 136　水素貯蔵 PJ、対象別内訳

吸蔵材の研究が従来より大半を占めている。ほとんどが金属材料ながら、ペロブスカイト(有機固体)研究開発も 2 件含まれる。また、水素と併せてメタン吸蔵も検討されている。

カーボンファイバー(貯蔵容器用)は、東レ品をベンチマークとしたコストダウン研究。

有機、液体キャリアは、ギ酸アンモニウム、DME、ホウ素化マグネシウムといったキャリアそのものの検討に併せて、液化水素の輸出入ターミナルのタンク設計や経済性分析といった実装に近い検討も行われている。

経済性分析関連の 3 件を紹介する。

1)System Level Analysis of Hydrogen Storage Options

発表者: Argonne National Laboratory

期間: 2009/10-

単年度予算:$500,000

メンバー: ANL、PNNL、LBNL、HMAT、TARDEC、LLNL、H2IT、Ford

概要: 貯蔵の経済性分析を継続的に実施。直近では大型車両用オンホード液水貯蔵/再生可能水素オフボード貯蔵。MCH 貯蔵の物理的/材料の評価

検討例:

<再生可能水素の MCH 貯蔵・国内輸送コスト評価>

WY→CA 鉄道輸送 3.48 $ /kgH_2、TX→NYC タンカー輸送 3.39 $ /kgH_2、TX→FL タンカー輸送 3.33 $ /kgH_2。

カリフォルニアへの MCH での配送検討結果を示す。再生可能水素の場合、州内で製造するより他州から MCH 輸送が低コストになっている。なお、図中の「R」は鉄道輸送、「T」は船舶(タンカー)輸送。

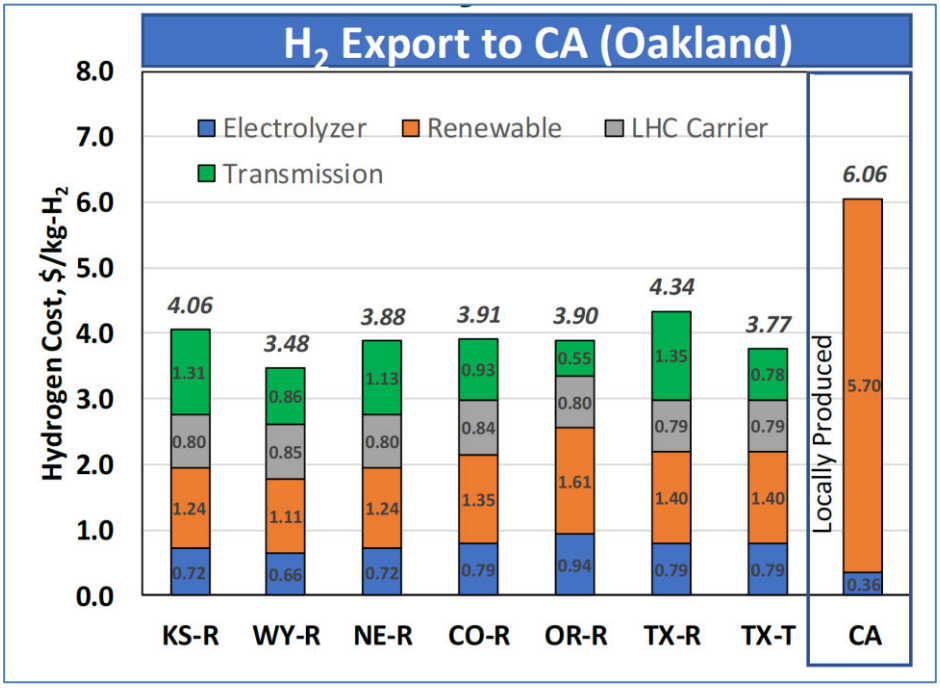


図 137　カリフォルニア向け水素供給(MCH)コスト

<重量車搭載コスト評価>

高圧 11.3～12.2 ドル/kWh、液水 7.3 ドル/kWh 等。検討例を示す。高圧貯蔵では、カーボンファイバーコストが、重要なコスト因子として認識されている。

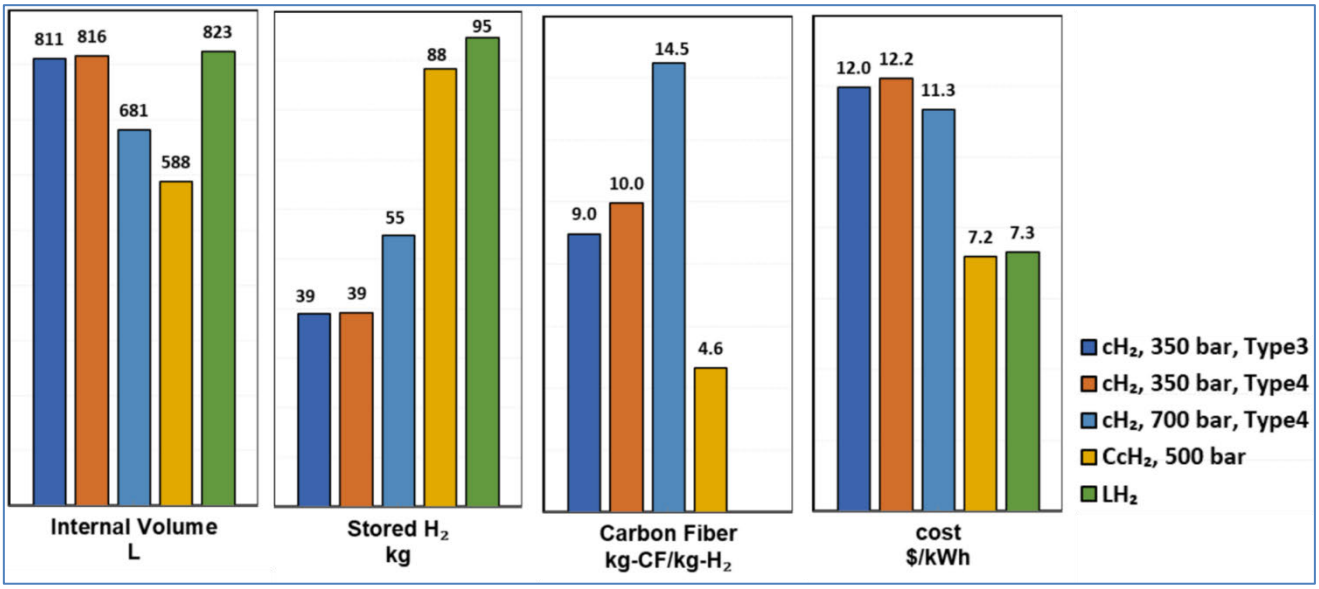


図 138　重量車搭載コスト評価例

2)Hydrogen Storage Cost and Performance Analysis

発表者: Strategic Analysis, Inc.

期間: 9/30/2021-9/29/2024

総予算:$699.964

メンバー: Strategic Analysis、PNNL、ANL

概要: 水素貯蔵システムの経済性分析。2021:クラス 8 トラックの液水/70MPa 搭載、HRS での液水貯蔵

検討例: 70MPa/Type4 容器の水素 30kg/60kg オンボート貯蔵システムの現状コスト見積 383 $ /kgH_2、70%がカーボンファイバーコスト。

表 113　重量車搭載コスト(高圧)

項目	前提/値
Storage System	Type IV
Tank / Total Capacity (kg)	30/60
Tanks per System	2
External Package Dimensions Systems.	250 cm x 64 cm
Mounting	Strap-Mounting
BOP	Integrated valve and regulator
Estimated Composite Mass (kg/tank)	444
Estimated Total Mass (kgH2storage/truck)	1100
Safety Factor	2.25 (nom)/2.54 (eff)
Projected Cost ($/kgH2)	383

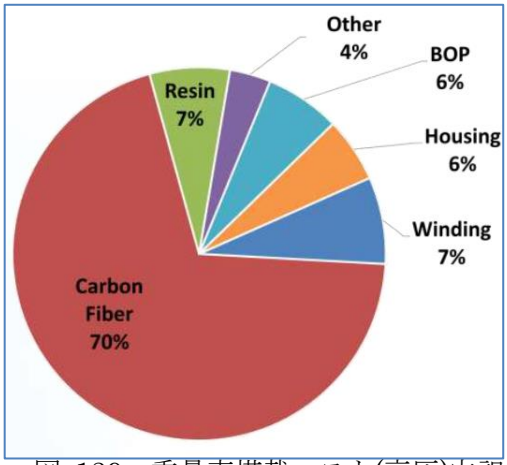


図 139　重量車搭載コスト(高圧)内訳

なお、液水貯蔵は、種々のケーススタディを実施し、解析中。$200～$800/kgH_2 の幅のある試算結果がでている。

3)Hydrogen Carriers for Renewable Energy Farm Application

発表者: Argonne National Laboratory

期間: 6/1/2021-6/30/2022

総予算:$500,000

メンバー: ANL 、LBNL 、PNNL

概要: 再生可能発電所での液体キャリア(DBT ジベンジルトルエンと MCH)による水素貯蔵のポテンシャル調査。10MW マイクログリッドでの水素貯蔵 325 トン。

検討例: 水素貯蔵システムによる電力コストは、産業用途 9 セント/kwh、住居用途では 13 セント/kwh

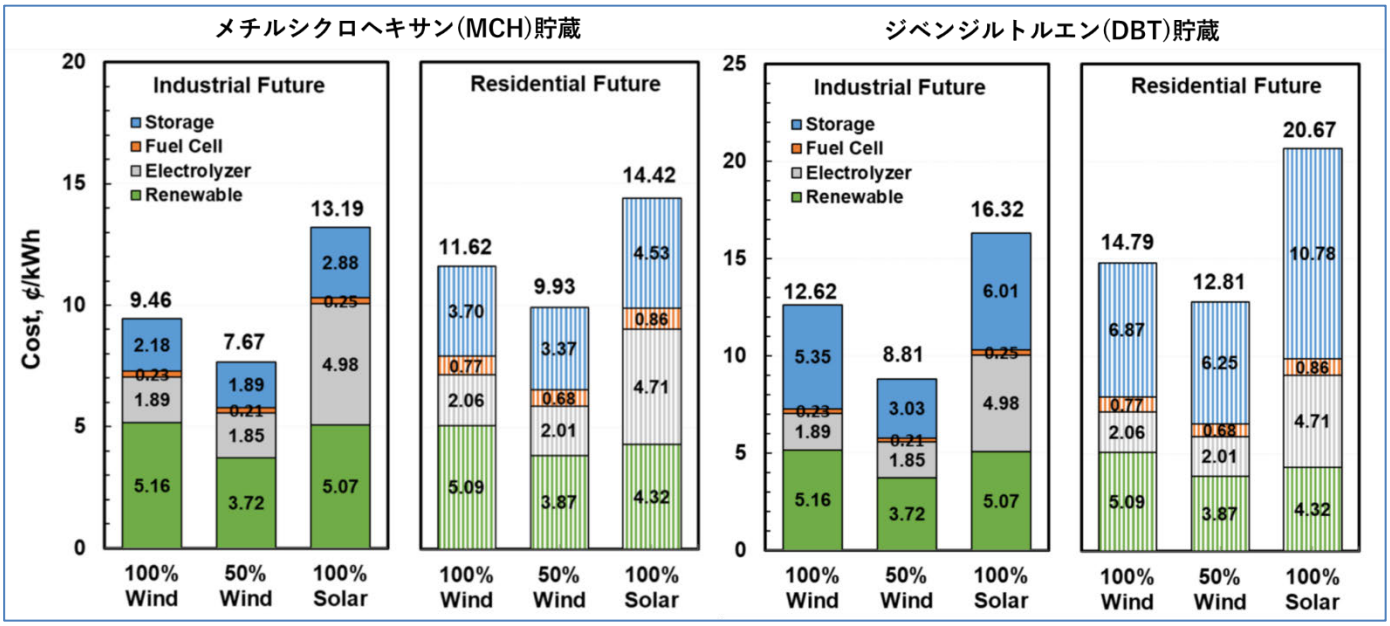


図 140　LOHC による再生可能電力貯蔵コスト

(4) 組み合わせ技術

実証関連のプロジェクトは、ここに分類されている。トラック、バス、配送車の走行実証、データセンター電源、船舶、港湾等。

また、移動式水素ステーション、原子力発電所・洋上風力併設の電解、直接還元製鉄も、このカテゴリーで取り組まれている。

港湾地区での大規模実証 2 件を紹介する。

1)Demonstration and Framework for H2@Scale in Texas and Beyond

発表者: Frontier Energy Inc.

期間: 10/1/2019-1/31/2024

総予算: $11,882,947

メンバー: Frontier Energy、Air Liquide、CenterPoint energy、Chart 、Chevron、ConocoPhillips、Frontier Energy、Gas Technology Inst、Low-Carbon Resources Initiative、McDermott、MHI America、OneH2、ONE Gas、ONEOK、Shell、SoCalGas、TCEQ、Toyota、Univ. of Texas at Austin、WM

概要:

<プロジェクトゴール>

ゴール①

FCV の水素充填設備と、データセンター向け燃料電池システムを同じ場所に設置して補完的に利活用することで、水素製造コストを最小限に抑える方法をさぐる。目標は、車両に供給される水素 1 kg あたり 4 ドル。

ゴール②

既存の水素製造設備やインフラを活用したヒューストン港エリアの FC 発電設備及び水素ステーション配備 5 年計画の策定。 計画は、主要な障壁とパートナーを特定し、地域の水素利活用の経済的および環境的利益を特定する。

<検討方法>

ゴール①→テキサス大学オースティン校での実証試験

ゴール②→エネルギー貯蔵も含めた、テキサス、ヒューストン港、ガルフ湾での実証計画を策定する。ステークホルダーへのインタビュー、インフラ・製造・利用状況の評価、文献調査、ワークショップ、技術/経済モデル作成。

<進捗状況>

ゴール①→実証試験に向けて、設備の設置、移設や、シミュレーションモデルづくりと机上評価が進められている。

ゴール②→アンケート調査、ワークショップを 2 回開催

なお、テキサス、ヒューストン地区では、Center for Houston’s Future とヒューストン大学が中心となり、Shell、Air Liquide、Praxair、Port Houston、NREL、ANL、テキサス大学、ロサンゼルス港の助言も受けて 2020 年にとりまとめた、「Global Hydrogen Hub」構想も発表されている。

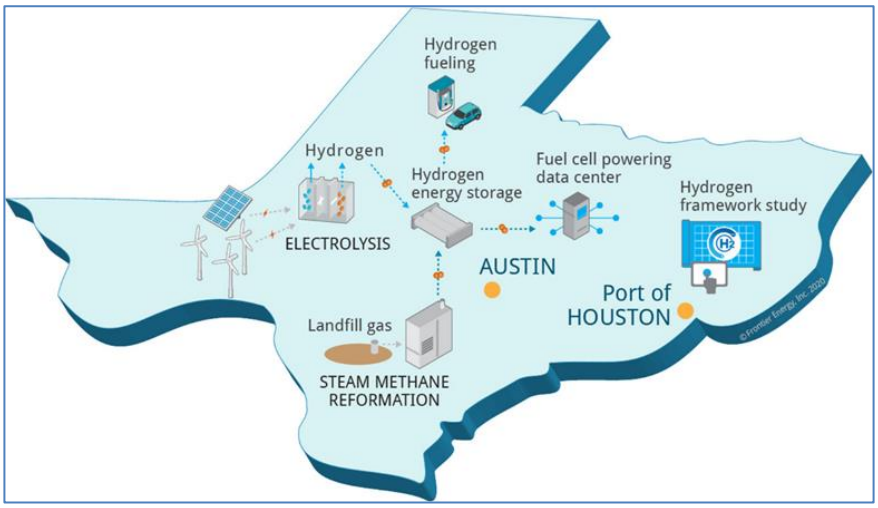


図 141　Demonstration and Framework for H2@Scale in Texas and Beyond 概念図

2)Waterfront Maritime Hydrogen Demonstration Project

発表者: Hornblower

期間: 10/2021-6/2025

総予算: $16,000,000

メンバー: Hornblower、SNL、The Port of San Francisco、Air Liquide、NEL、IGX 、Glosten、Moffett Nichol

概要: 海洋環境における水素の生産、貯蔵、および燃料供給の実現可能性実証。手順、操作パラメータ、電解水素の安全かつ日常的な生成と貯蔵、および水の取り扱いのための付随するトレーニング資料を作成。 水と水陸間の水素と燃料電池からの電力伝送。場所はサンフランシスコ港。

進捗状況: プロジェクトチーム組成、バージの要求性能特定、バージサイトの決定、450barTypeⅢタンクを選定、規制確認、水素船充填プロトコルの検討開始。電解は NEL 製の 1.2MW、圧縮機は PDC 製の 2 ステージコンプレッサー最大吐出圧 750bar/500kg/day。

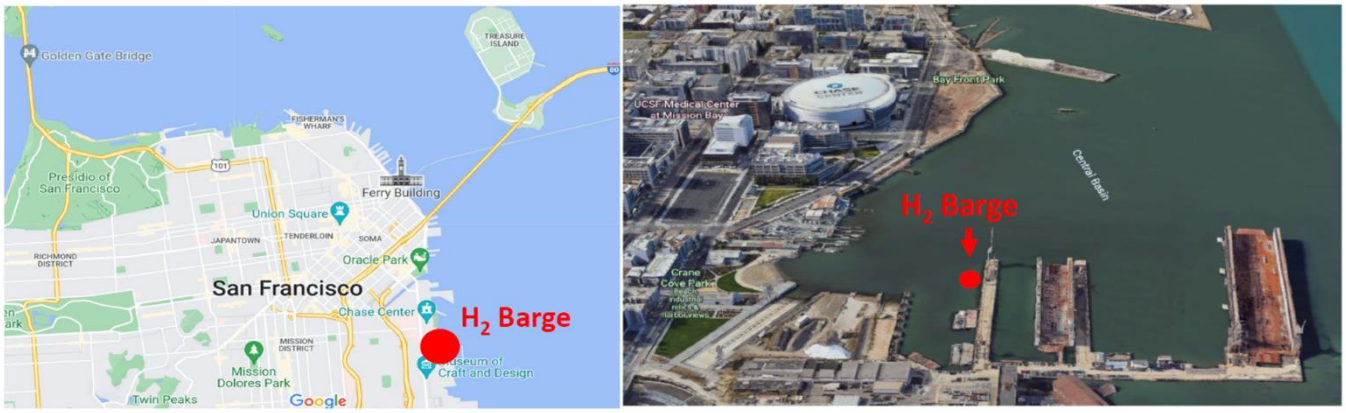


図 142　Waterfront Maritime Hydrogen Demonstration Project 実施場所

(5) システム分析

システム分析に分類されている PJ の概要を示す。

表 114　システム分析 PJ 一覧表

タイトル	発表者(組織)	ID	期間	メンバー	概要
Electrolytic Renewable Fuel Production Optimal Operation Investigation	National Renewable Energy Laboratory	H2059	202010/13 -2021/9/15	NREL, University of California Irvine (UC)	カリフォルニアでのelectrolytic renewable fuel(水素、メタン)の導入、普及戦略の策定、現在～2035-2040
Life Cycle Analysis of Hydrogen Pathways	Argonne National Laboratory	SA174	2019/10-	NETL,NREL,産業界の専門家	水素製造技術の環境への影響を評価。 GREET モデルを用いたGHG評価
Regional Hybrid Energy Systems Technoeconomic Analysis	National Renewable Energy Laboratory	SA175	2019/8/22-	INL,NREL,ANL,Xcel Energy	Xcel Energyの原子力発電所(Prairie Island 1096MW, Monticell 671MW)をハイブリッド化して、水素を製造することの価値を見積もる。
Analysis of Hydrogen Export Potential	Argonne National Laboratory	SA177	2021/5 -2022/4	NREL.ANL	水素輸出の可能性と競争力評価。クリーン電力へのアクセスと既存LNG施設の適用可能性。
Cradle-to-Grave Transportation Analysis	Argonne National Laboratory	SA178	2021/10-	ANL, Strategic Analisys, 自動車&エネルギー会社(ISAT)	水素製造～車両製造走行のcradle-to-grave (C2G)経済的、環境影響の評価。GREETモデル+車両評価モデル
Advanced neTwork anaLysis of hydrogen fuel cell Automated vehicleS for goods delivery (ATLAS)—TCO of Autonomous Fuel Cell Fleet Vehicles	Lawrence Berkeley National Laboratory	SA180	2020/10/1-	LBNL,NREL,Center for Transp. and the Environment (CTE)	中型、大型FC車両による配送ネットワークの評価。車両オーナーコストと燃料コスト評価
Global Change Analysis Model Expansion—Hydrogen Pathways	Pacific Northwest National Laboratory	SA181	2021/5/1 -2022/10/31	PNNL,ANL,NREL	IPCCで用いられている"Global Change Assessment Model (GCAM) "における水素要素(製造、輸送、貯蔵、需要)の見直し
Biomass Gasification Optimal Business Case Analysis Tool	Oregon State University	SA182		Univ, Oregon State	木質バイオマスのガス化による水素製造の経済、社会、環境影響を評価するツールの開発。
H2X: A Tool to Run Green Hydrogen Business Analysis Scenarios in Seconds	University of California, Berkeley	SA183		UCBerkeley	H2X Tool:カリフォルニアにおける再生可能電解による水素製造の技術・経済評価モデルの構築
Hydrogen Business Appraisal Tool	University of Southern California	SA185		Univ. of Southern California	水素サプライチェーンの4つのセクター(製造、貯蔵、輸送、消費)の経済、社会、環境評価ツールの開発。

プロジェクトのうち、サプライチェーンに関連し、分析結果が報告されている” Life Cycle Analysis of Hydrogen Pathways”と” Analysis of Hydrogen Export Potential”の概要を紹介する。

1)Life Cycle Analysis of Hydrogen Pathways

発表者: Argonne National Laboratory

期間: 10/2019-

単年度予算:$250,000

メンバー: ANL 、NETL,NREL,産業界の専門家

概要: 水素製造技術の環境への影響を評価。GREET モデルを用いた GHG 評価。

検討例:

製造方法別の製造過程 GHG 評価結果と、地域別電解水素の GHG 評価結果例を示す。

製造法補別のデータは、DOE が公表した低炭素水素の炭素強度基準値や、水素ハブ PJ の公募要件の根拠データとして用いられたものと思われる。CCS 付の SMR では、3kgCO_2/kgH_2 を若干超える炭素強度の値が示されている。

一方、再生可能電力による水素製造は 0kgCO_2/kgH_2 と評価されているが、実態は、次の図に示すように、最も再生可能電力の割合が高いと思われるハワイ地区(HICC)でも、10kgCO_2/kgH_2 を超えており、炭素強度低減のハードルの高さを示している。

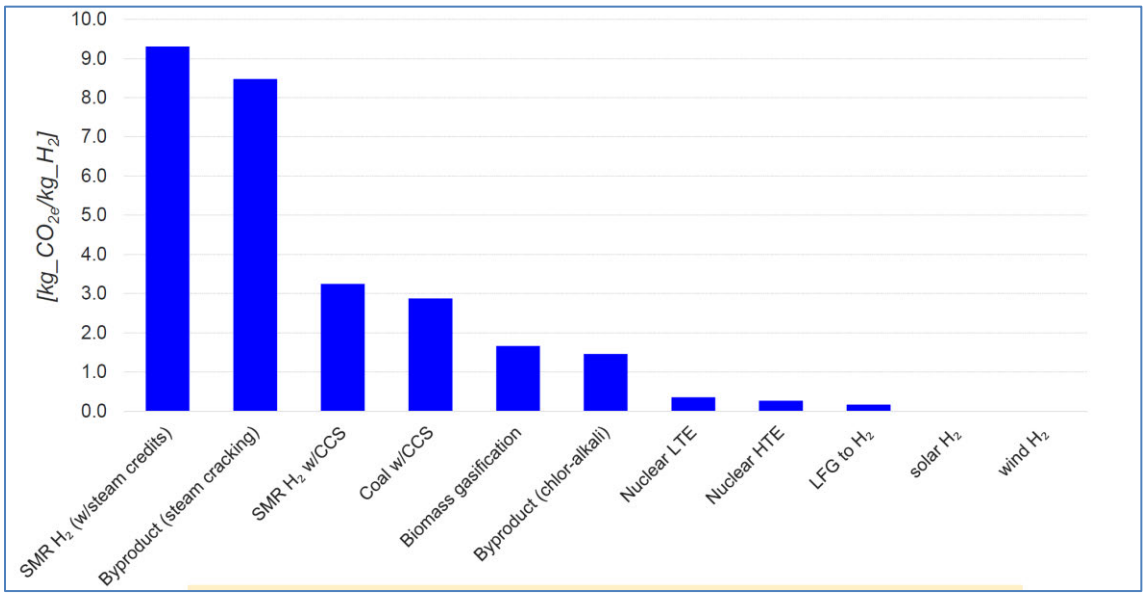


図 143　製造方法別炭素強度評価結果

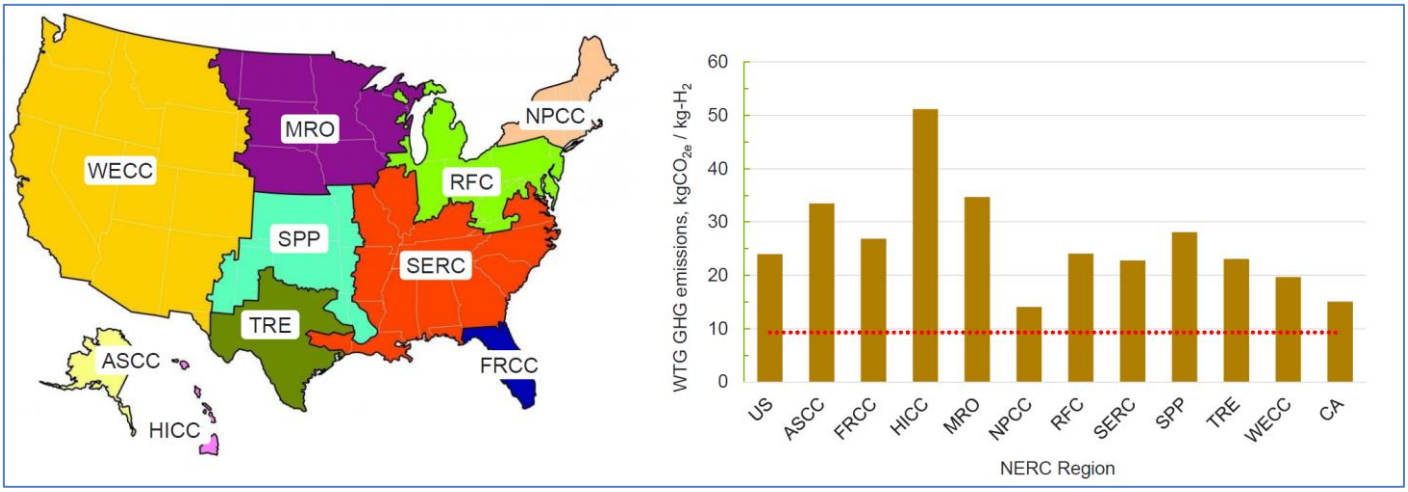


図 144　地域別電解水素の炭素強度

2)Analysis of Hydrogen Export Potential

発表者: Argonne National Laboratory

期間: 5/2021-4/2022

総予算:$175,000

メンバー: ANL 、NREL

概要: 水素輸出の可能性と競争力評価。クリーン電力へのアクセスと既存 LNG 施設の適用可能性を調査。

検討例:

<ドイツの輸入必要性>

輸出対象国としてドイツを評価し、グレー→グリーン転換の必要性も含めて、2030 年には最大 5.4MMT の輸入ポテンシャルがあると評価している。

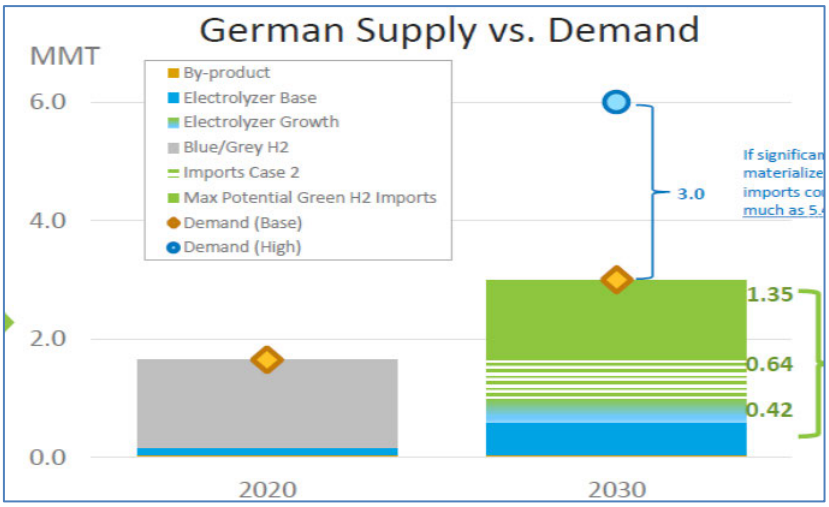


図 145　ドイツの水素輸入ポテンシャル

一方、文献調査に基づき、EU では 2035 年までに 19MMT、2050 年 30MMT の輸入、韓国は 2030 年までに 2MMT、日本は 2050 年 5-10MMT の輸入ポテンシャル、と報告している。

また、同様に文献調査により、モロッコ→オランダ水素輸入コストを、キャリア別に下図のように整理し、現時点では液化水素が最も高価と推定している。

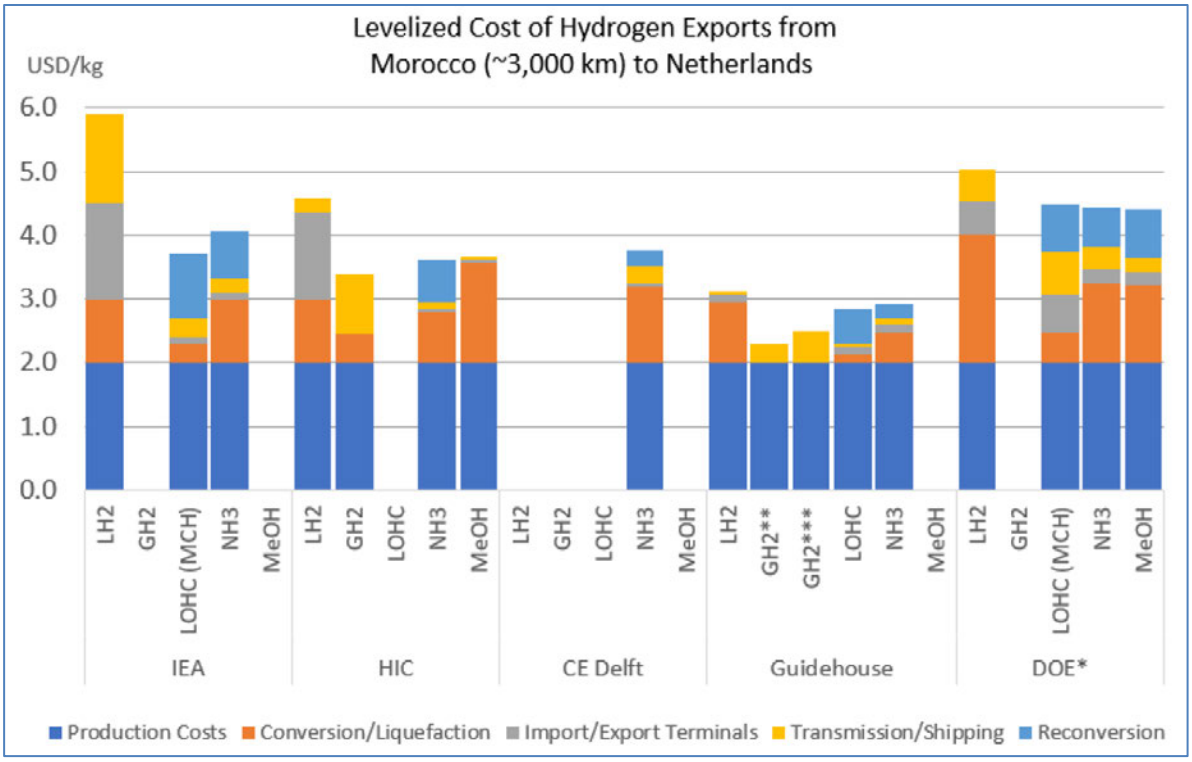


図 146　モロッコ→オランダ水素輸入コスト

5. まとめ

本調査では、2050 年のカーボンニュートラルの達成を見据えた、2030 年の競争的な大規模水素サプライチェーン構築を実現する観点から、将来に予想される製造から利用までを想定したサプライチェーンを類型化した上で、文献調査だけでなく、事業者へのヒアリング等を通じて、網羅的・包括的なコスト分析を行った。これらは、今後政府や企業等の各プレイヤーが、必要な導入支援策やインフラ整備、技術開発、規制等の措置を検討する際の材料となることが期待される。その際、今後の水素の非化石価値の顕在化等を見据え、類型化した水素サプライチェーンの各種プロセスと整合性を確保し、かつ国際的な議論動向にも留意しつつ、水素を製造・輸送した際の CO_2 等排出量の測定方法等についても整理した。

本調査において、以下の 3 項目を実施した。

（1）水素コスト調査・分析

JH2A 殿作成の輸入及び国産の類型化サプライチェーンの構成要素から分析対象を抽出し、2030 年を想定した総合的なコスト分析を実施した。文献調査や事業者等ヒアリング（8 社・1 自治体・1 団体）を実施することにより、前提条件の妥当性や調査範囲に漏れがないかを確認した。輸入の類型化サプライチェーンの製造から海上輸送、脱水素・分解の水素への再変換までのコスト分析を実施した。また、原燃料コストや CO_2 輸送・貯留コスト、輸送距離等について感度分析を行い、その依存性を明らかにした。

（2）水素の非化石価値の顕在化に向けた調査・分析

（1）において類型化した水素サプライチェーンと整合的に、水素を製造した際の CO_2 等排出量の測定方法など水素の非化石価値顕在化の在り方について、文献等で調査の上、算定する範囲を設定し、水素の製造から輸送、再変換までの排出量を定量分析した。化石燃料を原料として用いる場合も製品ラインに加え加熱炉排ガスも CO_2 を回収し、再エネ由来電力を用いることで、水素製造に伴う CO_2 排出量を抑えることができるとわかった。電力からの CO_2 は再エネ電力を用いることによって、脱水素のための熱は排熱利用や熱融通等によって低減できる可能性がある。ローリー輸送やパイプライン輸送に起因する CO_2 排出は全体に対して小さな割合である。

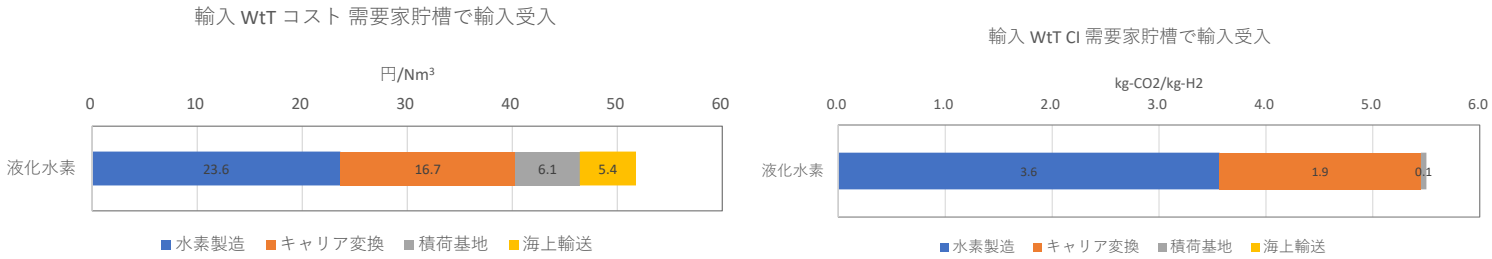
（3）上記（1）及び（2）を踏まえ、2050 年のカーボンニュートラル達成を見据えた、2030 年の競争的な大規模水素サプライチェーン構築に向けて、政府や民間企業等の各プレイヤーが必要な評価基盤整備や技術開発、規制等の措置を検討する際の材料を整理・検討した。

6. 参考資料

6.1 類型化サプライチェーンにおけるコスト・CI の比較（WtT）

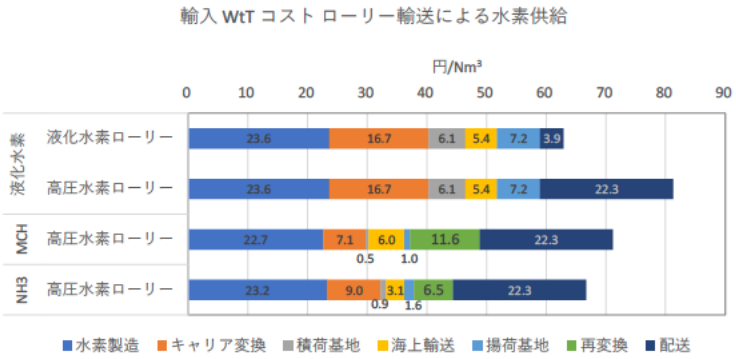
6.1.1 輸入

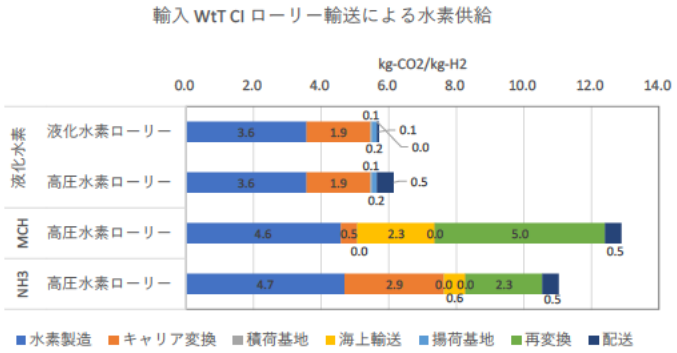
ここでは、コストと CI の比較のために本文で示した図を再掲した。



	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送

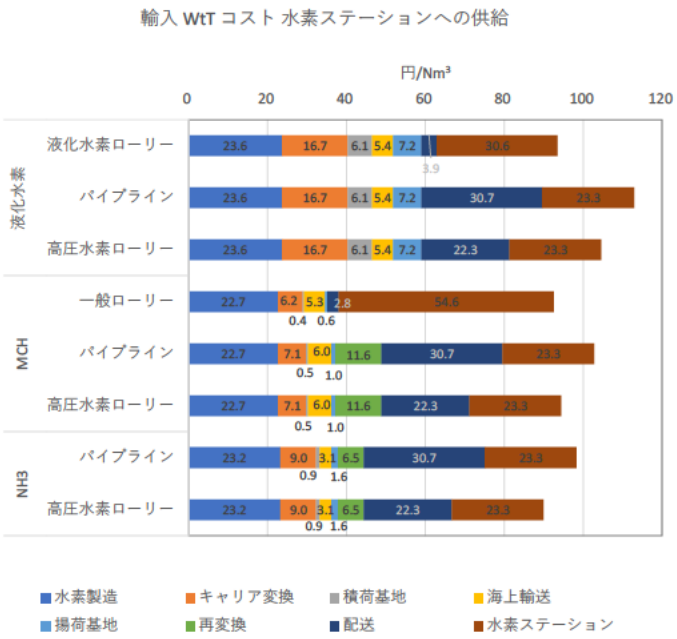
図 147　液化水素の輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の分析結果（左：コスト、右：CI）

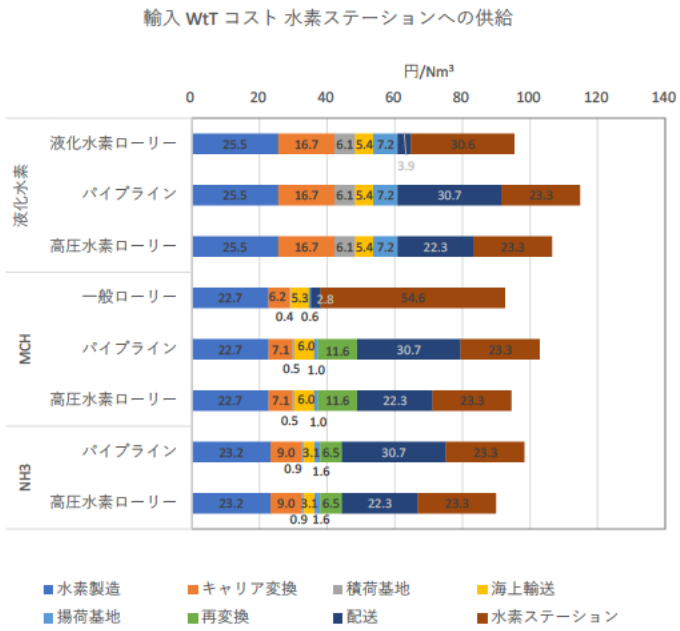




	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離	高圧水素ローリー
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー

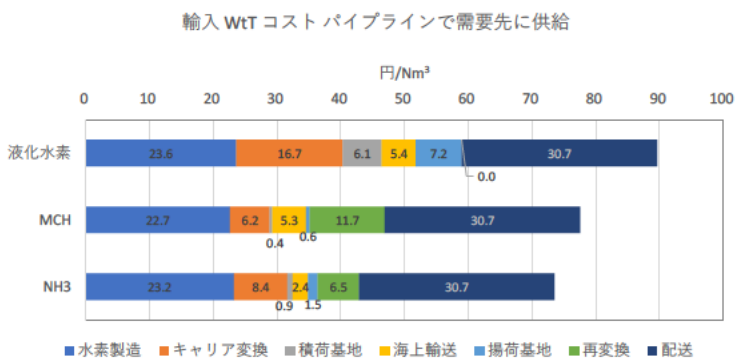
図 148　輸入 WtT のローリーによる水素供給の分析結果（左：コスト、右：CI）

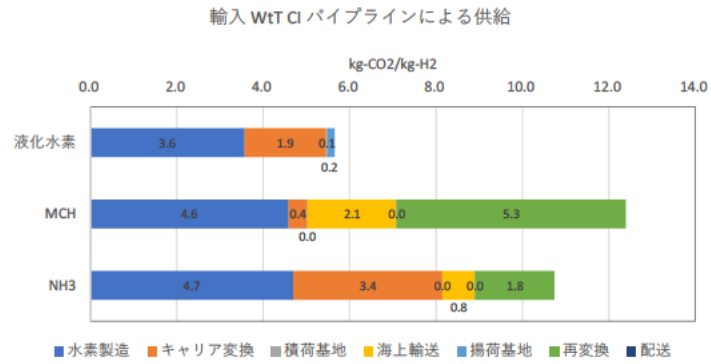




	WtG	GtT						
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送	水素ステーション
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	-	液化水素ローリー	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン	水素ステーション
	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	-	一般ローリー	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	MCH/トルエン輸送	MCH/トルエン貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン	水素ステーション
	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	高圧水素ローリー	水素ステーション

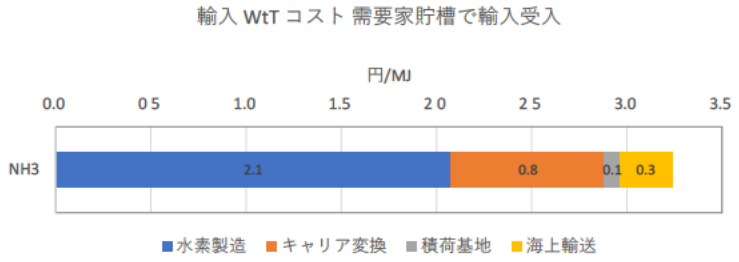
図 149　輸入 WtT の水素ステーションへの供給の分析結果（左：コスト、右：CI）

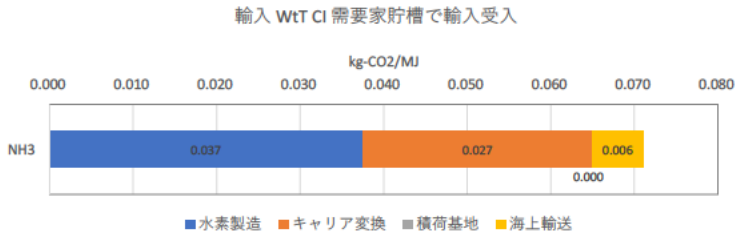




	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
液化水素	褐炭ガス化	液化	液水貯蔵	液水輸送	液水貯蔵	気化	パイプライン
MCH	水蒸気改質	水素添加	MCH/トルエン貯	MCH/トルエン輸	MCH/トルエン貯	水素分離	パイプライン（未精製）
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送	アンモニア貯蔵	水素分離	パイプライン（未精製）

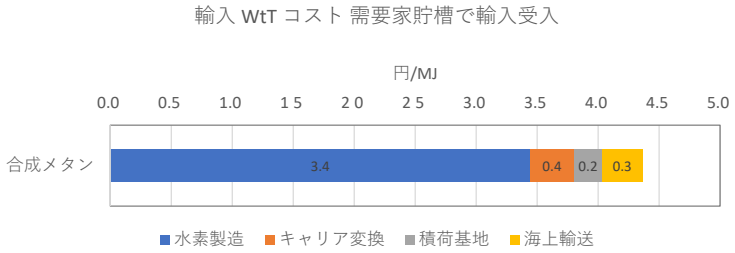
図 150　輸入 WtT のパイプラインによる水素供給の分析結果（左：コスト、右：CI）

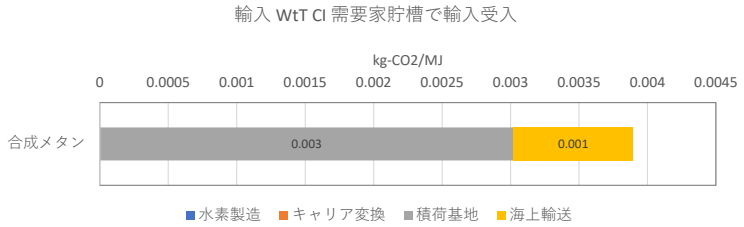




	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
NH3	水蒸気改質	アンモニア合成	アンモニア貯蔵	アンモニア輸送

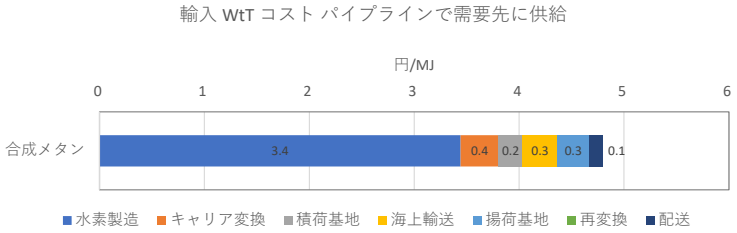
図 151　アンモニアの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結（左：コスト、右：CI、参考）

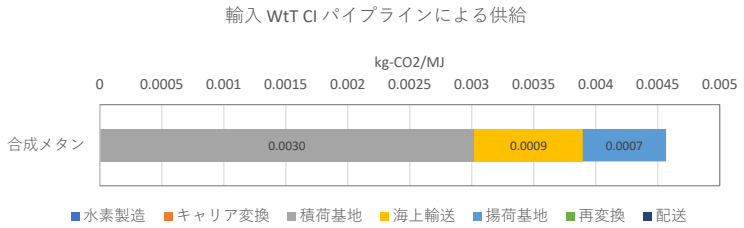




	WtG	GtT		
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送
合成メタン	水電解	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送

図 152　合成メタンの輸入 WtT の需要家貯槽で輸入受入の CI 分析結果（左：コスト、右：CI、参考）

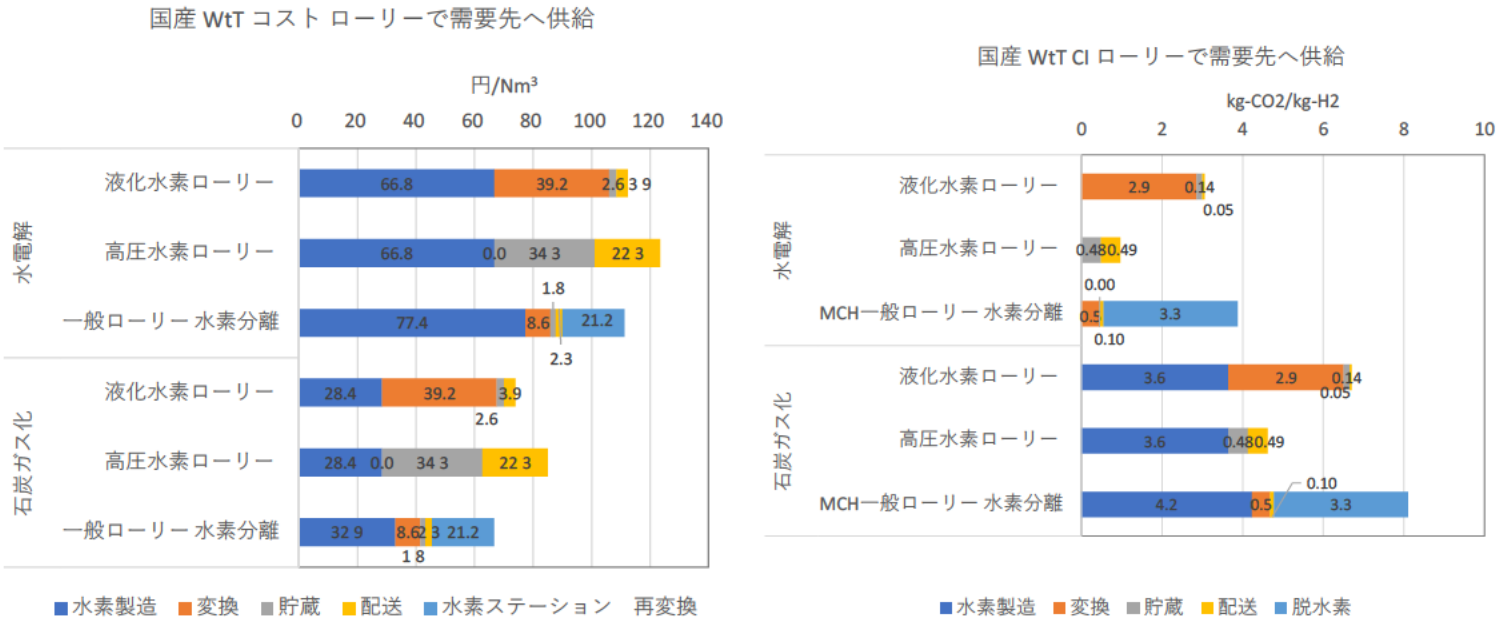




	WtG	GtT					
キャリア	水素製造	キャリア変換	積荷基地	海上輸送	揚荷基地	再変換	配送
合成メタン	水電解	メタネーション	LNGと混合し貯蔵	LNGと混載し輸送	LNGと混合し貯蔵	気化	パイプライン

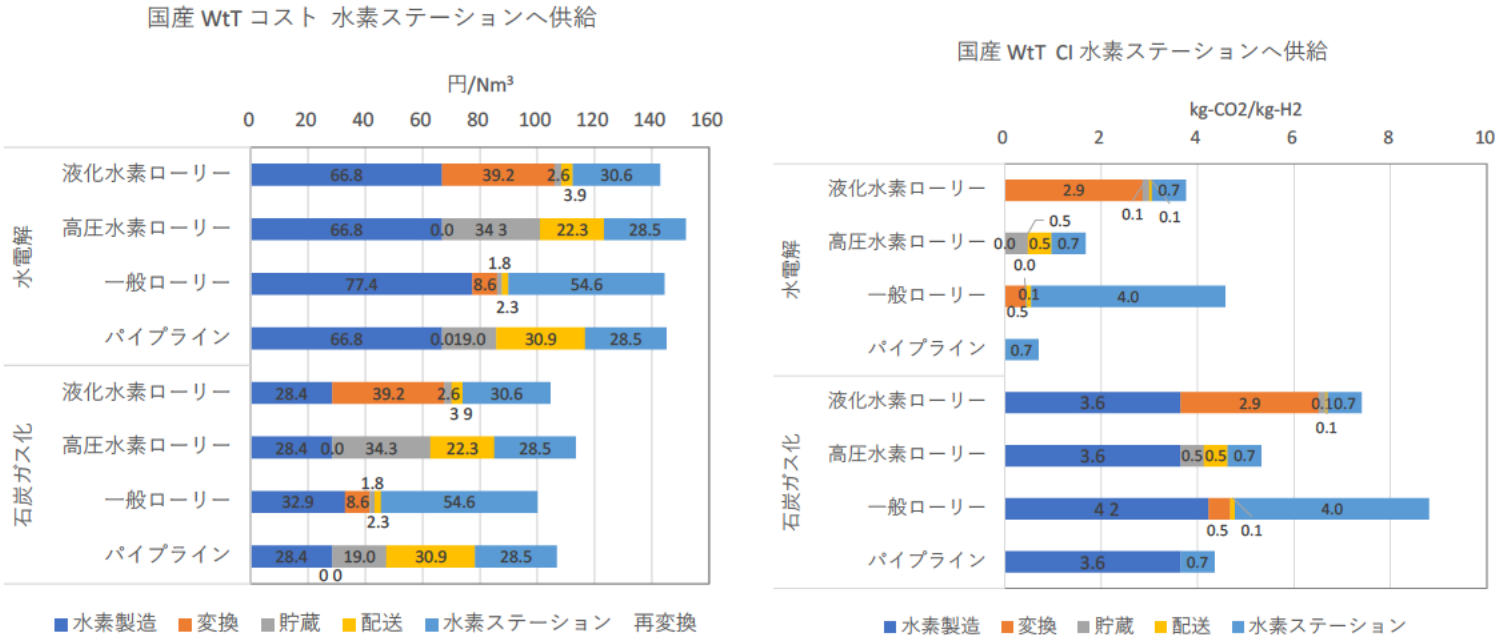
図 153　輸入 WtT のパイプラインよるメタン供給の分析結果（左：コスト、右：CI、参考）

6.1.2　国産



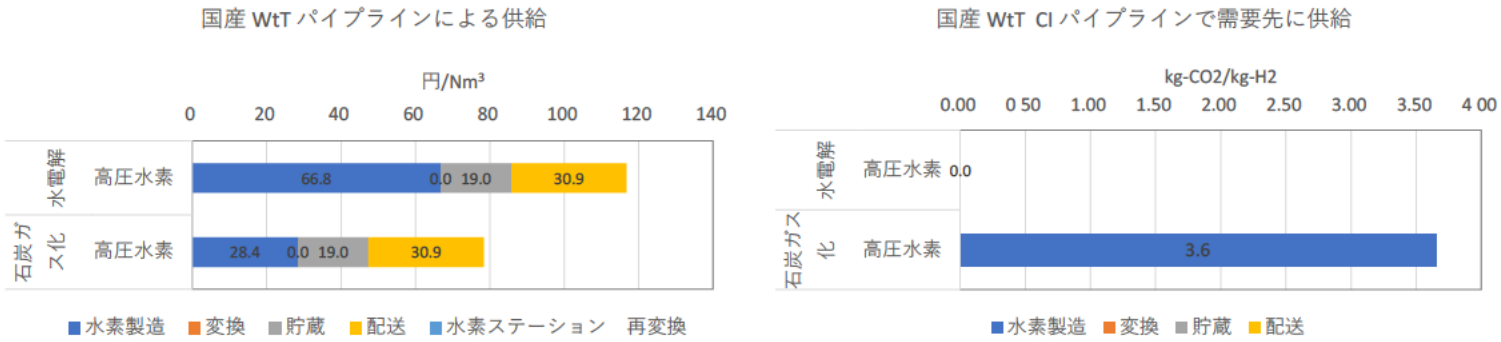
	WtG	GtT			
	水素製造	変換	貯蔵	配送	水素ステーション・再変換
液化水素	水電解	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	-
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	-
MCH	水電解	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素分離

図 154　国産 WtT のローリーによる需要先への供給の分析結果（左：コスト、右：CI）



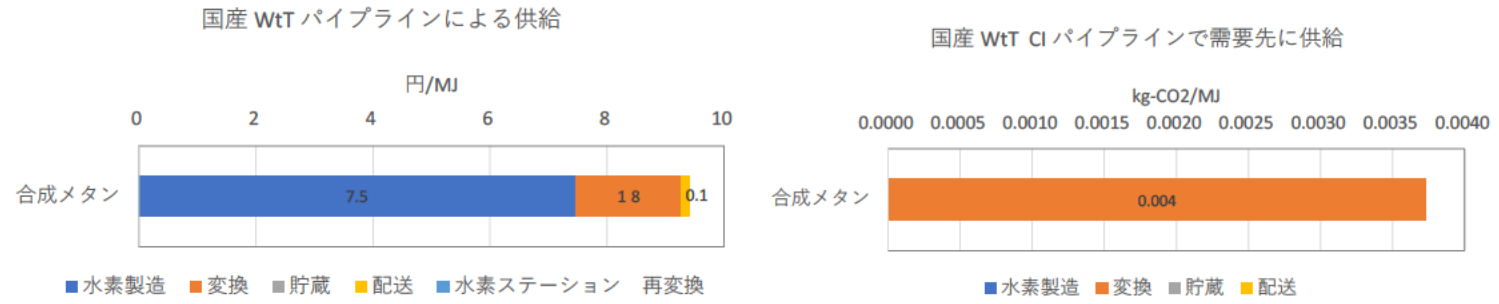
	WtG	GtT			
	水素製造	変換	貯蔵	配送	水素ステーション・再変換
液化水素	水電解	液化	液化水素貯蔵	液化水素ローリー	水素ステーション
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	高圧水素ローリー	水素ステーション
MCH	水電解	水素添加	MCH/トルエン貯蔵	一般ローリー	水素ステーション
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン	水素ステーション

図 155　国産 WtT の水素ステーションへの供給の分析結果（水素ステーションへ供給、左：コスト、右：CI）



	WtG	GtT		
	水素製造	変換	貯蔵	配送
高圧水素	水電解	圧縮(製造に含む)	高圧水素貯蔵・出荷	パイプライン

図 156　国産 WtG のパイプラインによる水素供給の分析結果（左：コスト、右：CI）



	WtG	GtT		
	水素製造	変換	貯蔵	配送
合成メタン	水電解	メタネーション	-	パイプライン

図 157　国産 WtG のパイプラインによるメタン供給の分析結果（左：コスト、右：CI、参考）

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名　競争的な水素サプライチェーン構築に向けた水素コスト分析に関する調査報告書

委託事業名　令和４年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業

受注事業者名　一般財団法人　エネルギー総合工学研究所

頁	図表番号	タイトル
3	図 1	評価範囲の定義
36	図 13	水素ステーションの設備構成
76	図 58	トラッキング方法の違い
77	図 59	欧州における電力・ガスのGO制度の詳細
78	図 60	電力の非化石証書・グリーン電力証書の有効性の違い
78	図 61	（参考資料）日本の非化石証書
80	図 62	TEGが規定する電力のGHG排出量基準（注：中心線が100g CO2e/kWh）
84	図 63	CertifHyとEUタクソノミーの関係
85	図 64	CertifHyにおけるシステムバウンダリ
85	図 65	CertifHyにおける認証制度のイメージ
86	図 66	CertifHyのCertificateの項目イメージ（AIBによる）
88	図 67	豪州水素原産地証明制度のイメージ
89	図 68	豪州水素認証スキームのスケジュール
90	図 69	豪州水素原産地証明制度（Product GO）のシステムバウンダリ
91	図 70	豪州水素原産地証明制度（Product GO）の証書のイメージ
92	図 71	英国「Low Carbon Hydrogen Standard」のシステムバウンダリ
97	図 72	CHIPSのシステムバウンダリ
99	図 73	IPHE「水素製造に伴うGHG排出量計算法」のシステムバウンダリ　(Well-to-Gate)
100	図 74	IPHE「水素製造に伴うGHG排出量計算法」のシステムバウンダリ　(水素サプライチェーン)
101	図 75	燃料電池実用化推進協議会（FCCJ）による「CO2フリー水素の定義に関する一考察」の水素閾値
102	図 76	燃料電池実用化推進協議会（FCCJ）による「CO2フリー水素の定義に関する一考察」のシステムバウンダリ

（様式２）

105	図 77	GH2 Green Hydrogen Standardのシステムバウンダリ
106	図 78	中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の認証マーク
107	図 79	中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の閾値
108	図 80	中国「低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价」の製造パス
138	図 109	分野イメージ(規制課題整理)
142	図 110	EUプロジェクト 分野別内訳(件数)
142	図 111	EUプロジェクト 分野別内訳(予算)
155	図 112	Demo4Grid概念図
156	図 113	Delfzijl工業団地全景
157	図 114	GrInHy2.0概念図
158	図 115	Haelus概念図
159	図 116	MegaSyn概念図
159	図 117	MultiPLHY概念図
160	図 118	Shell ラインランド製油所に設置された10MW PEM電解設備
161	図 119	ガスへの水素混合認可割合(現状)
162	図 120	THyGaプロジェクト関係者
163	図 121	水素混合量と密度、ウォッベ指数(噴出熱量)
164	図 122	DBTの製造コスト、感度分析
165	図 123	SHERLOHCKコンセプト図
166	図 124	液化水素の事故分析イメージ
167	図 125	BIGHIT 概要イメージ
167	図 126	サービスコスト(水素1kg相当)比較
169	図 127	HEAVENN コンセプト図
170	図 128	DOE 水素関連PJ 分野別テーマ数内訳
184	図 129	水素製造PJ、原料別内訳
186	図 130	水素輸送PJ、対象別内訳
187	図 131	パイプラインによる水素輸送コスト(地域別)
187	図 132	水素輸送コストパイプライン/ローリー比較
188	図 133	ステーション設備コストの推移(高圧輸送型)
188	図 134	ステーション設備コストの推移(液水輸送型)
189	図 135	パイプライン注入ポイントまでのGHG排出量
190	図 136	水素貯蔵PJ、対象別内訳
191	図 137	カリフォルニア向け水素供給(MCH)コスト
191	図 138	重量車搭載コスト評価例
192	図 139	重量車搭載コスト(高圧)内訳
193	図 140	LOHCによる再生可能電力貯蔵コスト
195	図 141	Demonstration and Framework for H2@Scale in Texas and Beyond概念図

（様式２）

195	図 142	Waterfront Maritime Hydrogen Demonstration Project実施場所
197	図 143	製造方法別炭素強度評価結果
197	図 144	地域別電解水素の炭素強度
198	図 145	ドイツの水素輸入ポテンシャル
198	図 146	モロッコ→オランダ水素輸入コスト
80	表42	EUタクソノミー規制の経緯
81	表43	EUタクソノミーにおける水素：AnnexI（緩和策）
81	表44	EUタクソノミーにおける水素：AnnexII（適用策）
82	表45	EUタクソノミーにおける水素：AnnexII（適用策）
82	表46	タクソノミーにおける水素基準値決定の経緯
87	表47	豪州「国家水素戦略」における「水素認証」の記載内容
88	表48	豪州水素原産地証明制度ディスカッションペーパー（AHydrogenGuaranteeof Origin scheme for Australia Discussion paper）のサマリー（抜粋）
93	表49	超党派インフラ法におけるクリーン水素製造基準の記載　（Sec. 40315. Clean hydrogen production qualificationsより）
94	表50	インフレ抑制法におけるクリーン水素製造基準の記載　（SEC. 45V. CREDIT FOR PRODUCTION OF CLEAN HYDROGENより）
95	表51	超党派インフラ法・インフレ抑制法とCHIPSの関係
96	表52	4.0 kg-CO2e/kg-H2の達成の見込み
98	表53	IPHE「水素製造に伴うGHG排出量計算法」の内容
100	表54	IPHE「水素製造に伴うGHG排出量計算法」のGHG計算方法
103	表55	GH2 Green Hydrogen Standard策定にアドバイスを行ったTechnical Committeeのメンバー
104	表56	GH2のGreen Hydrogen Standardの今後のステップ
104	表57	GH2 Green Hydrogen Standardの今後の予定
105	表58	GH2 Green Hydrogen Standardの閾値以外の要件
109	表59	方法論の整理・比較
141	表75	EUプロジェクト分野別内訳
144	表76	EUプロジェクト一覧(CHJU)①
145	表77	EUプロジェクト一覧(CHJU)②
146	表78	EUプロジェクト一覧(CHJU)③
147	表79	EUプロジェクト一覧(CHJU)④
148	表80	EUプロジェクト一覧(CHJU)⑤
149	表81	EUプロジェクト一覧(CHJU)⑥
150	表82	水素導入・価格目標

（様式２）

150	表83	アルカリ電解設備開発・コスト目標
151	表84	PEM電解設備開発・コスト目標
151	表85	SO電解設備開発・コスト目標
151	表86	バイオ・廃棄物ガス化水素開発目標
151	表87	太陽熱水素製造開発目標
152	表88	貯蔵コスト目標
152	表89	液体キャリアコスト目標
152	表90	輸送コスト等目標
153	表91	配送関連工程等の目標
153	表92	水素ステーション関連目標
155	表93	電解実証プロジェクト
161	表94	パイプライン関連PJ
163	表95	液体キャリア関連PJ
166	表96	地産地消関連PJ
171	表97	米国プロジェクト一覧(DOE)①
172	表98	米国プロジェクト一覧(DOE)②
173	表99	米国プロジェクト一覧(DOE)③
174	表100	米国プロジェクト一覧(DOE)④
175	表101	米国プロジェクト一覧(DOE)⑤
176	表102	米国プロジェクト一覧(DOE)⑥
177	表103	米国プロジェクト一覧(DOE)⑦
178	表104	米国プロジェクト一覧(DOE)⑧
179	表105	米国プロジェクト一覧(DOE)　⑨
180	表106	米国プロジェクト一覧(DOE) ⑩
181	表107	米国プロジェクト一覧(DOE) ⑪
182	表108	米国プロジェクト一覧(DOE) ⑫
183	表109	米国プロジェクト一覧(DOE) ⑬
185	表110	システム設計前提(アルカリ電解)
185	表111	諸前提(アルカリ電解)
185	表112	水素生産コスト評価結果(アルカリ電解)
192	表113	重量車搭載コスト(高圧)
196	表114	システム分析PJ一覧表